FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Simulação de Estratégias de Operação Agregada de Fontes de Energia Renovável e Armazenamento em Redes Elétricas Industriais
Caso de Estudo da Refinaria de Sines

Francisca Maria Castro Borges de Paiva Taveira

VERSÃO DE TRABALHO

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro

21 de Agosto de 2022

Resumo

Nas últimas décadas as alterações climáticas tornaram-se um elemento preponderante no panorama económico, político e social. Ao mesmo tempo que as mudanças no clima se tornam mais visíveis, avançam os esforços para as mitigar. No contexto da transição energética que se anúncia a indústria da refinaria é uma das atividades mais impactadas. Assim, as maiores empresas que atuam no ramo têm feito esforços no sentido de mitigar a sua pegada carbónica e diversificar o seu portfólio.

A Galp é uma multinacional portuguesa do setor energético que se tem mostrado atenta à transição energética, tendo aumentado os investimentos em energias renováveis e tecnologias associadas. Um dos ativos desta empresa é a Refinaria de Sines que iniciou a sua atividade em 1978 e é atualmente uma das maiores na Península Ibérica. Este complexo industrial encontra-se organizado em diversas unidades incluindo uma central de cogeração. Esta central é um elemento fulcral para a operação da Refinaria.

O foco desta dissertação é a simulação da operação da Refinaria de Sines a longo prazo, sendo esse o caso de estudo. É averiguada a viabilidade de introdução de sistemas de armazenamento de energia e hidrogénio. Para tal foi feito um estudo sobre as características envolventes e os indicadores económicos relativos às diferentes possíveis configurações a implementar. Este trabalho inclui o estudo de outros complexos industriais e a caracterização dos diversos cenários das variáveis envolventes, das tecnologias a incorporar e da atual Refinaria de Sines.

Para a simulação é utilizado o programa *Homer Pro*. Este software simula qualquer sistema viável entre as combinações possíveis dos elementos de cada modelo. O *Homer Pro* simula a operação de uma rede fazendo o balanço energético para as 8760 horas de um ano.

Após uma análise geral das configurações são estudados dois cenários específicos que representam respetivamente o paradigma atual e um cenário futuro, sendo que foram usados dois cenários de preços diferentes. É analisada a operação da Refinaria de Sines atual e de seguida a implementação dos sistemas de armazenamento de energia e eletrolizador na rede.

A conclusão deste trabalho é que a utilização de um eletrolizador é viável permitindo uma redução de emissões de gases de efeito de estufa, com o seu preço de produção de hidrogénio a tender a aproximar-se ao de métodos tradicionais. O hidrogénio é um importante vetor energético usado na Refinaria de modo a produzir outros bens. Por isso a integração deste elemento representa uma otimização da operação em determinados cenários. Este trabalho permite concluir ainda que a introdução de sistemas de armzenamento de energia não é rentável e não se enquadra na operação da Refinaria.

Os resultados desta dissertação dão indicações sobre a introdução de sistemas de armazenamento de energia e de um eletrolizador na rede, podendo ser futuramente utilizados como ponto de partida para um estudo mais aprofundado de viabilidade na mudança de operação da Refinaria de Sines.

Palavras Chave: SAE, hidrogénio, eletrolizador, LCOE, LCOH

Abstract

In recent decades, climate change has become a major element in the economic, political and social landscape. As climate change becomes more visible, efforts to mitigate it are surging. In the context of the announced energy transition, the refinery industry is one of the most impacted activities. Thus, the largest companies operating in the field have made efforts to mitigate their carbon footprint and diversify their portfolio.

Galp is a Portuguese multinational in the energy sector that has shown to be attentive to the energy transition, having increased investments in renewable energies and associated technologies. One of the assets of this company is the Sines Refinery, which started its activity in 1978 and is currently one of the largest in the Iberian Peninsula. This industrial complex is organized into several units including a cogeneration plant. This power plant is a key element for the operation of the Refinery.

The focus of this dissertation is the long-term simulation of the Sines Refinery operation, which is the case study for this work. The possibility of introducing energy and hydrogen storage systems is investigated. To this end, a study was carried out on the surrounding characteristics and the economic indicators related to the different possible configurations to be implemented. This work includes the study of other industrial complexes and the characterization of the different scenarios of the surrounding variables, the technologies to be incorporated and the current Sines Refinery.

For the simulation, the program Homer Pro is used. This software simulates any viable system among the possible combinations of the elements of each model. Homer Pro simulates the operation of a network making the energy balance for the 8760 hours of a year.

After a general analysis of the configurations, two specific scenarios are studied that respectively represent the current paradigm and a future scenario, using two different price scenarios. The current operation of the Sines Refinery is analyzed and then the implementation of energy storage and electrolyser systems.

The conclusion of this work is that the use of an electrolyzer is feasible, allowing a reduction in greenhouse gas emissions, with its hydrogen production price tending to approach that of traditional methods. Hydrogen is an important energy vector used in the Refinery to produce other goods. Therefore, the integration of this element represents an optimization of the operation in certain scenarios. This work also allows us to conclude that the introduction of energy storage systems is not profitable and does not fit into the Refinery operation.

The results of this dissertation give indications on the introduction of energy storage systems and an electrolyser in the grid, which can be used in the future as a starting point for a more in-depth study of the feasibility of changing the operation of the Sines Refinery.

Key Words: SAE, hydrogen, electrolyzer, LCOE, LCOH

Agradecimentos

A entrega desta dissertação marca o fim de uma etapa académica, a qual não teria sido concluída sem o apoio das várias pessoas que me acompanharam ao longo deste projeto.

Ao professor Cláudio Monteiro pela sua orientação ao longo de todo o processo, pelos conhecimentos partilhados, pelas sugestões que enriqueceram o trabalho desenvolvido e por estar sempre disponível para responder às minhas duvidas e questões.

Ao engenheiro António Ferreira dos Santos, pelo suporte e disponibilidade de fornecer ajuda e conhecimentos sempre que necessário.

Agradeço à minha família por todo o encorajamento e por estarem sempre presentes e acreditarem no meu potencial.

Aos meus amigos por estarem sempre lá e pelos momentos de lazer e companhia que me ajudaram nos momentos mais difíceis desta jornada.

Finalmente gostaria de deixar uma palavra de apreço a todos aqueles que de uma forma ou de outra contribuíram quer para a minha formação académica e pessoal, quer para a realização desta dissertação.

Francisca Taveira

"Sometimes I'll start a sentence and I don't even know where it's going.
I just hope I find it along the way."

Michael Scott

Conteúdo

1 Introdução **1**

1.1 Contexto e Motivação . . . 1
1.2 Questões de Investigação . . . 5
1.3 Objetivos . . . 6
1.4 Estrutura da Dissertação . . . 6
1.5 Inserção em Ambiente Empresarial . . . 7

2 Revisão Bibliográfica **9**

2.1 Transição energética em complexos industriais de refinarias . . . 9
2.1.1 Transição energética no mundo . . . 9
2.1.2 Transição no setor da refinação . . . 11
2.2 Evolução de Consumos . . . 14
2.2.1 Petróleo . . . 17
2.2.2 Gás Natural . . . 20
2.2.3 Hidrogénio . . . 23
2.2.4 Licenças de CO_2 . . . 25
2.2.5 Flexibilidade . . . 26
2.3 Tecnologias de Autoprodução . . . 28
2.3.1 Cogeração . . . 29
2.3.1.1 Tecnologias de Cogeração . . . 29
2.3.2 Energia Solar Fotovoltaica . . . 32
2.3.2.1 Tecnologias Fotovoltaicas . . . 32
2.3.3 Energia Eólica . . . 36
2.3.3.1 Tecnologia Eólica . . . 36
2.4 Garantias de Origem . . . 37
2.5 Tecnologias de Armazenamento . . . 40
2.5.1 Caraterísticas Técnicas . . . 41
2.5.2 Hidrogénio . . . 45
2.5.2.1 Tipos de Hidrogénio . . . 46
2.5.2.2 Eletrolizadores . . . 48
2.5.2.3 Aplicações do Hidrogénio . . . 51
2.5.2.4 Hidrogénio na Refinaria . . . 52
2.5.2.5 Transporte e distribuição de hidrogénio . . . 53
2.5.3 Tecnologias de Armazenamento de Hidrogénio . . . 54
2.5.4 Outras Tecnologias de Armazenamento . . . 57
2.5.4.1 Baterias de Lítio . . . 57

3 Caraterização da Refinaria de Sines e do Caso de Estudo **59**
3.1 Refinaria de Sines . . . 59
3.2 Consumos da Refinaria de Sines . . . 61
3.2.1 Fluxos de Energia . . . 61
3.2.2 Consumo de Hidrogénio . . . 64
3.2.3 Consumo de Gás Natural . . . 65
3.3 Previsões de Dados . . . 65
3.3.1 Cargas Elétricas . . . 65
3.3.2 Turbogeradores . . . 66
3.4 Rede . . . 66
3.5 Recursos . . . 67
3.5.1 Recurso Solar . . . 68
3.5.2 Recurso Eólico . . . 68
3.6 Cenários Futuros . . . 72

4 Metodologia de Simulação e Otimização **73**
4.1 *Homer Pro* . . . 73
4.2 Parâmetros . . . 74
4.2.1 Parâmetros do Projeto . . . 74
4.2.1.1 Localização do Projeto . . . 74
4.2.1.2 Parâmetros Económicos . . . 75
4.2.1.3 Parâmetros de Restrições . . . 75
4.2.1.4 Parâmetros de Emissões . . . 76
4.2.1.5 Parâmetros de Otimização . . . 77
4.2.1.6 Parâmetros do Espaço de Procura . . . 79
4.2.1.7 Parâmetros de Sensibilidade . . . 80
4.2.1.8 Parâmetros Multi-Anuais . . . 80
4.3 Configurações e Cenários . . . 80
4.3.1 Configuração 1 . . . 80
4.3.1.1 Cargas Elétricas . . . 82
4.3.1.2 Rede . . . 82
4.3.1.3 Cogeração . . . 84
4.3.1.4 Turbogeradores . . . 85
4.3.1.5 Modelação da Cogeração e Turbogeradores . . . 85
4.3.1.6 Armazenamento em baterias de Li-Ion . . . 85
4.3.1.7 Produção de Hidrogénio com Eletrolizador . . . 86
4.3.1.8 Armazenamento de Hidrogénio . . . 87
4.3.1.9 Conversão de Hidrogénio em eletricidade com pilhas de combustível . . . 88
4.3.1.10 Cenários . . . 89
4.3.2 Configuração 2 . . . 89
4.3.2.1 Carga de Hidrogénio . . . 90
4.3.2.2 PPA de Produção Fotovoltaica e Eólica . . . 91
4.3.2.3 Cenários . . . 91
4.4 Indicadores Relevantes do Desempenho do Sistema . . . 92

5 Aplicação da Metodologia **93**
5.1 Análise do Caso Base . . . 93
5.2 Configuração 1 - SAE . . . 97
5.2.1 Cenário Presente . . . 102
5.2.2 Cenário Futuro . . . 102
5.2.3 Uso de SAE . . . 104
5.3 Configuração 2 - Uso de Eletrolizador para produzir Hidrogénio . . . 106
5.3.1 PPA Solar . . . 106
5.3.2 PPA Eólico . . . 107
5.3.3 PPA Solar e Eólico . . . 108
5.3.4 Uso do Eletrolizador . . . 108

6 Conclusões e Trabalho Futuro **111**
6.1 Conclusões . . . 111
6.2 Respostas às Questões de Investigação . . . 113
6.3 Contribuições e Desenvolvimentos Futuros . . . 115

Lista de Figuras

2.1 Possível Redução das Emissões com base em Diferentes Tecnologias (Baseado em [32]) . . . 12
2.2 Evolução do Consumo Energético nos EUA por fonte energética (Retirado de [46]) 15
2.3 Evolução dos Fluxos Energéticos a nível Mundial (2018-2050) (Retirado de [47]) 16
2.4 Diferentes Cenários Base (Baseado em [20] e [44]) . . . 17
2.5 Evolução de Consumos de Petróleo a nível Mundial (Baseado em IEA [20]) . . . 18
2.6 Evolução de Consumos de Petróleo (Baseado em BP [44]) . . . 18
2.7 Evolução de Consumos de Petróleo (Baseado em OPEC [49]) . . . 19
2.8 Evolução de Consumos de Petróleo a nível Europeu (Baseado em [20]) . . . 19
2.9 Evolução de Consumos de Gás Natural a nível Mundial (Baseado em IEA [20]) . 20
2.10 Evolução de Consumos de Gás Natural a nível Mundial (Baseado em BP [44]) . . 21
2.11 Evolução de Consumos de Gás Natural a nível Europeu (Baseado em IEA [20]) . 22
2.12 Evolução do preço do Gás Natural (Retirado de [48]) . . . 22
2.13 Evolução de Consumos de Hidrogénio a nível Mundial (Retirado de [44]) . . . 23
2.14 Evolução de Consumos de Hidrogénio a nível Europeu (Retirado de [51]) . . . 24
2.15 Evolução de Preços de Emissões (Retirado de [48]) . . . 25
2.16 Histórico de Preços de Emissões Europeias (Retirado de [55]) . . . 26
2.17 Flexibilidade, necessidades e recursos (Retirado de [58]) . . . 27
2.18 Ciclo de Turbina a Gás (Retirado de [63]) . . . 30
2.19 Ciclo de Turbina a Vapor (Retirado de [64]) . . . 30
2.20 Ciclo Combinado (Retirado de [64]) . . . 31
2.21 Sistema de Cogeração com recurso a um Motor de Combustão Interna (Retirado de [62]) . . . 31
2.22 Eficiências dos ciclos (Retirado de [69]) . . . 32
2.23 Preços e Capacidade da Tecnologia Fotovoltaica (Retirado de [75]) . . . 33
2.24 Percentagem da Tecnologia Fotovoltaica (Retirado de [77]) . . . 34
2.25 Evolução das Tecnologias Fotovoltaicas (Retirado de [77]) . . . 34
2.26 Comparação entre a eficiência das Tecnologias (Retirado de [77]) . . . 35
2.27 Previsão de Evolução do LCOE Fotovoltaico (Retirado de [78]) . . . 35
2.28 Preços e Capacidade da Tecnologia Eólica (Retirado de [82]) . . . 36
2.29 Relação entre o LCOE, capacidade e evolução temporal (Retirado de [82]) . . . 37
2.30 Previsão de Evolução do LCOE Eólico (Retirado de [87]) . . . 38
2.31 Mecanismo de Funcionamento das Garantias de Origem (Retirado de [90]) . . . 38
2.32 Mecanismo de Atribuição e Leilão das Garantias de Origem (Retirado de [91]) . 39
2.33 Resumo de SAE (Retirado de [96]) . . . 41
2.34 Relação entre a eficiência e tempo de vida dos SAE (Retirado de [97]) . . . 42
2.35 Relação Capacidade/Descarga (Retirado de [98]) . . . 43
2.36 Principais caraterísticas de diferentes tecnologias de SAE (Retirado de [99]) . . . 44

2.37 Posição do Governo português sobre o hidrogénio (Retirado de [105]) 46
2.38 Diferentes tipos de Hidrogénio (Baseado em [106]) 47
2.39 Custos de diferentes tipos de Hidrogénio em dollars por kilo (Retirado de [109]) . 48
2.40 Diferentes tipos de Eletrolizadores (Retirado de [111]) 49
2.41 Resumo das Caraterísticas de diferentes tipos de Eletrolizadores (Retirado de [17]) 49
2.42 Usos de Hidrogénio (Retirado de [60]) 51
2.43 Usos de hidrogénio numa refinaria [117]) 53
2.44 Topologia de um SAE de hidrogénio [94]) 55
2.45 Armazenamento de Hidrogénio[108]) 55
2.46 Vantagens e Desvantagens de cada opção de Armazenamento (Adaptado de [119]) 56
2.47 Esquema geral de operação de uma célula de Li-ion (Retirado de [126]) 58
2.48 Evolução dos custos das baterias de Li-ion (Retirado de [126]) 58

3.1 Esquema Simplificado do Trânsito de Potência da Refinaria (Elaboração própria) 61
3.2 Análise Média Mensal dos Fluxos do Trânsito de Potência (MW) 63
3.3 Análise Média Horária dos Fluxos do Trânsito de Potência (MW) 63
3.4 Análise Média Diária dos Fluxos do Trânsito de Potência (MW) 64
3.5 Esquema do Consumo de Hidrogénio da Refinaria de Sines (Fornecido pela Galp) 64
3.6 Consumos da FI/FII/MOV/UTL e FIII durante o ano de 2021 66
3.7 Produção Horária dos Turbogeradores durante o ano de 2021 66
3.8 Ferramenta PVGIS 68
3.9 Produção de 1 kWh pico (*PVGIS*) 68
3.10 Ferramenta NASA POWER 69
3.11 The average and standard deviation of critical parameters 71

4.1 Otimizador do Homer Pro 74
4.2 Parâmetros Económicos do *Homer Pro* 75
4.3 Parâmetros de Restrições do *Homer Pro* 77
4.4 Exemplo de Parâmetros de Emissões do *Homer Pro* 77
4.5 Parâmetros de Otimização do *Homer Pro* 78
4.6 Exemplo de Parâmetros do Espaço de Procura do *Homer Pro* 79
4.7 Exemplo de Parâmetros de Sensibilidade do *Homer Pro* 80
4.8 Configuração 1 81
4.9 Parâmetros de Sensibilidade do *Homer Pro* para a Configuração 1 81
4.10 Parâmetros de Sensibilidade do *Homer Pro* para a Configuração 1 82
4.11 Carga FI/FII/MOV/UTL vista no *Homer Pro* 83
4.12 Períodos Horários no *Homer Pro* 83
4.13 Tarifa de Acesso à Rede no *Homer Pro* 84
4.14 Menu da Rede no *Homer Pro* 84
4.15 Agregado 85
4.16 Curva de Combustível do Agregado 86
4.17 Configuração de uma Bateria no *Homer Pro* 87
4.18 Configuração do Eletrolizador no *Homer Pro* 87
4.19 Configuração do Tanque de Hidrogénio no *Homer Pro* 88
4.20 Configuração da *Fuel Cell* no *Homer Pro* 88
4.21 Configuração 2 90
4.22 Carga de Hidrogénio vista no *Homer Pro* 90
4.23 PPA Solar no *Homer Pro* 91

5.1 Perfis Diários e Sazonais das Cargas Elétricas e de Hidrogénio 94
5.2 Sumário de Custos do Caso Base no *Homer Pro* 95
5.3 Sumário da Produção Elétrica do Caso Base no *Homer Pro* 95
5.4 Sumário do Agregado do Caso Base no *Homer Pro* 96
5.5 Sumário da Rede do Caso Base no *Homer Pro* 96
5.6 Série Temporal do Caso Base no *Homer Pro* 97
5.7 Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII na Arquitetura Vencedora da Configuração 1 98
5.8 Influência do Preço de Gás Natural e Licenças de CO_2 na Arquitetura Vencedora da Configuração 1 98
5.9 Influência do Preço do Gás Natural e Eletricidade na Arquitetura Vencedora da Configuração 1 98
5.10 Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII no NPC da Configuração 1 99
5.11 Influência do Preço de Gás Natural e Licenças de CO_2 no NPC da Configuração 1 99
5.12 Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII no LCOE da Configuração 1 99
5.13 Influência do Preço de Gás Natural e Licenças de CO_2 no LCOE da Configuração 1 100
5.14 Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII no produção do Agregado da Configuração 1 101
5.15 Influência do Preço de Eletricidade e de Gás Natural no produção do Agregado da Configuração 1 101
5.16 Influência do Preço de Eletricidade e Licenças de CO_2 no produção do Agregado da Configuração 1 102
5.17 Sumário de Custos do cenário futuro no *Homer Pro* 102
5.18 Sumário Elétrico do cenário Futuro no *Homer Pro* 103
5.19 Sumário do Agregado do cenário futuro no *Homer Pro* 103
5.20 Sumário da Rede do cenário futuro no *Homer Pro* 104
5.21 Sumário de Custos da Solução com Bateria Li-Ion no Cenário Presente no *Homer Pro* 104
5.22 Sumário da Utilização da Bateria Li-Ion no Cenário Presente no *Homer Pro* . . . 105
5.23 Série Temporal da Utilização da Bateria Li-Ion no Cenário Presente no *Homer Pro* 105

Lista de Tabelas

3.1 Valores Relevantes para a Cogeração 65
3.2 Preço por kWh em Mercado e Final 67
3.3 Tarifas de Acesso às Redes para os anos de 2019 e 2022 [129] 67
3.4 Valores por Setor 70

4.1 Custos das Baterias Li-Ion 86

5.1 Valores das Cargas Elétricas 94
5.2 Uso das Baterias no Cenário Presente 106
5.3 PPA Solar e LCOH obtido 107
5.4 PPA Eólico e LCOH obtido 107
5.5 PPA Solar e Eólico e LCOH obtido 108
5.6 Poupança de Emissões no Uso do Eletrolizador 109

Abreviaturas e Símbolos

LCOE	*Levelized Cost Of Energy= (Present Value of Total Cost Over the Lifetime)/(Present Value of All Electricity Generated Over the Lifetime)*
LCOS	*Levelized Cost Of Storage*
LCOH	*Levelized Cost of Hydrogen*
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
CSS	*Carbon Capture and Storage* (Captura e Armazenamento de Carbono)
MT $CO_{2\text{-eq}}$	Toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente
MMBtu	medida comum dos conteúdos energéticos de crude e produtos petrolíferos

Capítulo 1

Introdução

É importante começar por fazer uma breve contextualização do caso de estudo da Refinaria de Sines bem como as envolventes da sua operação futura, tema abordado ao longo da dissertação. Assim como a motivação que levou à necessidade de abordar o problema de diversificação da operação da refinaria no futuro. Neste capítulo são ainda apresentadas as questões de investigação, os objetivos da dissertação e a sua estrutura. É abordado ainda o contexto de realização da dissertação.

1.1 Contexto e Motivação

As alterações ambientais são cada vez mais notórias, sendo causadas pelas emissões e acumulação de gases com efeito estufa na atmosfera, em particular de CO_2. A transição energética é por isso um dos maiores desafios para as próximas décadas.

Na União Europeia (UE) esses esforços traduzem-se em iniciativas como o Pacto Ecológico Europeu. Além de ser signatária do Acordo de Paris, cuja meta é a redução das emissões líquidas de gases com efeito de estufa em, pelo menos, 55 % até 2030, comparativamente com os níveis de 1990 [1]. Para este fim, a UE tem vindo a implementar legislação e a oferecer apoios de modo a acelerar e incentivar a transição energética. O relatório anual do estado da energia da UE do ano de 2021 sublinha que as energias renováveis já ultrapassaram as fontes de energia fóssil como a principal fonte de energia, demonstrando assim a sua capacidade de resposta e o seu papel preponderante para responder aos desafios interligados da descarbonização e da crise climática [2].

As políticas implementadas em Portugal visam ir de encontro aos objetivos da UE, tentando atingir a neutralidade carbónica até 2050. Portugal pretende acelerar a descarbonização da economia, usando a eletrificação e a expansão das renováveis nesse sentido. Nesse sentido foi elaborado o Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, onde o país se compromete a atingir uma percentagem de 47% de fontes renováveis no consumo final de energia e a assegurar que estas fontes

constituam uma cota de pelo menos 80% na produção de eletricidade [3]. Isto implica, entre outras medidas, a descarbonização do sistema eletroprodutor, da indústria pesada e dos transportes, setores onde a eletrificação total não é uma alternativa económica ou tecnicamente viável.

A descarbonização e a transição energética na indústria têm sido impelidas tanto pelos investidores e pela pressão social como pelos incentivos oferecidos pelo governo. Um destes incentivos encontra-se no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), no contexto de "Descarbonização da Indústria". A verba alocada a esta categoria promove a adoção de processos e tecnologias de baixo carbono na indústria, a adoção de medidas de eficiência energética na indústria e na incorporação de energia de fonte renovável e armazenamento de energia. Este objetivo pode ser atingido através, não só das energias renováveis, mas também por meio da exploração de outros vetores energéticos como o hidrogénio [4].

De acordo com um estudo realizado pelo *Climate Accountability Institute* em 2020 relativo à contribuição das maiores empresas produtoras de óleo, gás e carvão, as 20 empresas mais emissoras deste grupo contribuíram 35% para a emissão total de gases causadores de efeito estufa desde 1965 a 2018 [5]. A transição energética para este setor é não só uma obrigação devido a regulamentações e metas impostas, mas também uma necessidade visto que a indústria petrolífera deve assegurar a manutenção da sua relevância e competitividade com as restantes empresas do setor energético. No período entre 2009 e 2019 em Portugal, os produtos de petróleo passaram de uma contribuição de 21% para 12% no *mix* energético, enquanto o gás natural teve um comportamento inverso passando o seu peso de 18% para 26% [6].O desafio pode ser abordado de várias perspetivas diferentes, nomeadamente o hidrogénio, tecnologia offshore, integração de renováveis, biocombustíveis e tecnologia de captura e armazenamento de carbono [7].

As maiores e mais relevantes empresas petrolíferas internacionais possuem diferentes estratégias para abordar o problema da descarbonização e transição energética [7]. Nomeadamente a expansão para lá da sua operação convencional integrando energias limpas; integração de tecnologia de baixas emissões na sua produção convencional; redução das emissões totais provenientes da sua operação. No âmbito do investimento em tecnologia renovável é possível verificar que este investimento é feito maioritariamente em energia solar, eólica, hidrogénio e em baterias ou veículos elétricos [7]. Futuramente essas mesmas 7 empresas reconhecem a importância da adaptação e da redução das emissões, sendo que a longo prazo é possível constatar que as estratégias se podem dividir em dois grande grupos, no grupo que pretende estrategicamente diversificar o seu portfólio, caso das empresas europeias, e no grupo que pretende continuar a concentrar a sua operação unicamente na refinação e otimizar essa mesma exploração, o que acontece sobretudo com empresas americanas [7].

Uma das maiores componentes da transição energética é o uso de fontes de energia renovável. A tecnologia associada às mesmas tem vindo a progredir rapidamente nos últimos anos, sendo expectável que o seu desenvolvimento seja contínuo devido à alta procura por estes sistemas. As fontes mais proeminentes são a energia solar e a eólica que são também as mais utilizadas pelas maiores indústrias petrolíferas que pretendem diversificar o seu *mix* de operação.

O hidrogénio é um vetor energético alternativo, sendo atrativo pois tem várias aplicações,

permitindo a inserção em diversas áreas, nomeadamente nos setores mais tradicionais como a eletricidade, a indústria, o aquecimento e os transportes, tendo o potencial para contribuir simultaneamente para todos [7] [8]. O uso deste recurso pode complementar o uso das fontes de energia renovável onde estas não podem competir. Outra vantagem é a versatilidade da experiência de distribuição e comercialização de gás que algumas empresas já possuem e pode ser aproveitada no caso do hidrogénio [7].

A energia de fontes de energia renovável traz consigo uma alta variabilidade uma vez que a sua disponibilidade depende do recurso natural respetivo. Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) podem colmatar essa desvantagem, além de poderem ser usados na produção convencional para obter um maior lucro. Estes sistemas permitem o armazenamento de energia nas horas de excedente, sendo esta utilizada na presença de um défice.

A produção de fontes de energia renováveis pode ser uma mais valia no que toca ao autoconsumo e noutros projetos como por exemplo a produção do chamado hidrogénio verde. No entanto, no caso da impossibilidade de ter uma produção local renovável é necessário considerar o cenário de produção desta mesma energia de maneira limpa noutro local ou a compra da mesma com garantias de origem.

Os preços da eletricidade e gás têm sido pautados pela incerteza sendo muito dependentes um do outro e dos preços de outros bens como o petróleo. Atualmente podemos verificar que os preços têm batido recordes e aumentaram de maneira substancial, sendo que a variabilidade de preços poderá não ficar por aqui. O cenário atual é de subida dos preços devido a circunstâncias atuais, nomeadamente a guerra na Ucrânia, no entanto para esta dissertação são de interesse os preços a longo prazo. Segundos dados do OMIP (Operador do Mercado Ibérico (Portugal)) [9] a tendência é para a descida dos preços e para a sua estabilização. É previsto que os preços da eletricidade em Portugal diminuam já no próximo ano, tendência que se deverá manter até 2032, último ano para o qual há estimativas [9]. No caso do gás natural observamos uma tendência similar [9].

No que diz respeito aos esforços da transição energética em Portugal, uma das empresas de referência do país, a Galp [10], tem um projeto de conversão de €1,4 bn desde 2013. O objetivo é garantir a "sustentabilidade das nossas operações, com foco na ecoeficiência operacional e na eficiência energética do sistema de refinação"[11]. As medidas promovem a eficiência energética, uso eficiente de recursos, como a água, e controlo e redução das emissões. Deste modo, a Galp tem como objetivo até 2030 a redução de pelo menos 15% da intensidade carbónica e em 2050 alinhar o portfólio com a visão europeia [11]. A empresa é atualmente o terceiro maior interveniente da Península Ibérica na energia solar [12]. A Galp reiterou o seu compromisso relativo à transição energética, anunciando que a companhia não faria mais pesquisa ou prospeção de petróleo [12].

Uma das instalações da empresa é a Refinaria de Sines é uma das maiores da Europa, sendo a única a operar em Portugal desde o encerramento da refinaria de Matosinhos. A refinaria produz essencialmente combustíveis gasosos e líquidos, como por exemplo, fuel gás, propileno, propano, butileno, butano, isopentano, nafta, gasolinas, jet fuel, gasóleos, fuelóleo, enxofre e betumes [10] [13]. Além disso, produz ainda eletricidade como produto secundário, através da central de co-

geração instalada. A refinaria é operada de modo integrado de modo a maximizar a margem de refinação da empresa.

Nesta refinaria existem inúmeros projetos a ser desenvolvidos atualmente. A Galp pretende transformar a sua refinaria de Sines num *green energy hub* até 2030, melhorando a sua eficiência energética e reduzindo a sua pegada carbónica [10]. Consideram-se nomeadamente a produção de hidrogénio verde em Sines e outros projetos de investimentos empresariais ligados ao sector químico e de refinação, inclusive de minérios [14].

A transição energética é não só uma necessidade a nível ambiental mas também uma maneira a garantir a relevância e competitividade económica da Galp. Por esta razão, esta dissertação estuda uma possível solução a longo prazo, a introdução do hidrogénio verde na Refinaria de Sines e a incorporação de energias renováveis no *mix* de operação, gestão e armazenamento de energia no complexo.

Esta adaptação passa pela aposta em energia renováveis, com foco na eólica, solar ou num sistema híbrido formado pela conjugação das duas primeiras tecnologias. Tanto na perspectiva da possibilidade de instalação de tecnologia dessa natureza na refinaria como numa produção descentralizada. Ou seja, na impossibilidade de instalação de tecnologia de produção de energia renovável na refinaria, seja por falta de espaço ou de recurso natural, uma opção será a de comprar energia renovável com garantias de origem a outros produtores ou tirar partido de uma instalação já pertencente à Galp.

Esta produção renovável bem como a cogeração poderá produzir energia elétrica quando esta não é necessária, a primeira porque depende do recurso natural e a segunda pois o vapor é utilizado em outros processos da refinaria. Esta energia em excesso poderá ser aproveitada com recurso a SAE, estes podem funcionar como "carga", caso estejam a armazenar energia elétrica e como "gerador" nos períodos em que estes estão a descarregar energia elétrica para a rede [15]. A combinação de SAE com parques de energia renovável é conhecida sendo uma das tendências atuais, permitindo uma melhor gestão de energia, melhor estabilidade e segurança, bem como uma maior valorização da energia [15] [16]. Os SAE trazem ainda outra vantagem, com a implementação de um eletrolizador é possível desenvolver um modelo de negócio com o hidrogénio produzido. As tecnologias de armazenamento mais relevantes para este estudo serão as baterias de iões de lítio e tecnologias relativas ao hidrogénio.

O hidrogénio pode ser visto em duas vertentes, como possível solução de armazenamento e como solução para descarbonizar setores menos permeáveis à eletrificação [17]. O hidrogénio dito verde é hidrogénio produzido através de energia renovável, sendo a única opção com zero emissões de carbono para o produzir [8]. Este elemento pode ser usado como combustível ou também ser convertido noutros vetores energéticos que podem ser comercializados [17].

De maneira a adaptar o funcionamento de modo a não só ter o maior impacto ambiental mas também a nível monetário, é necessário caraterizar:

- Múltiplos cenários de evolução de consumos, tanto da refinaria como de recursos
- Preços de eletricidade em mercado

- Preços das tecnologias de produção
- Preços das tecnologias de armazenamento

Estudos deste tipo passam pela simulação temporal (com granularidade horária ao logo de anos de operação) de operação de sistemas complexos, para avaliação de viabilidade técnica e económica de um plano de transição energética de longo prazo.

No âmbito deste contexto o trabalho desenvolvido nesta dissertação procura soluções a longo prazo para o planeamento energético da Galp no que toca a refinaria de Sines. As mudanças são necessárias tanto para garantir a viabilidade económica, como para cumprir as metas de redução de emissões e ir ao encontro das expectativas dos investidores e da sociedade. Uma das maiores motivações é compreender como a Refinaria de Sines se irá integrar no mercado futuro pós transição energética. Este novo planeamento energético está enquadrado na transição energética e na procura por uma maior sustentabilidade. O foco desta dissertação é o planeamento energético e o desenvolvimento de soluções a longo prazo que possibilitem a manutenção da relevância e competitividade no mercado futuro. Estas soluções passarão por integração de renováveis e de hidrogénio no sistema energético da refinaria.

1.2 Questões de Investigação

De modo a clarificar a definição dos objetivos foram estruturadas as questões a que se pretende que esta dissertação responda. As questões são as seguintes:

- Que cenários de variáveis envolventes poderão ocorrer no futuro? Mais especificamente quais os cenários de evolução de preços de eletricidade e gás, de evolução de custos das tecnologias de produção e de evolução de consumos do complexo industrial.
- Qual a melhor configuração de tecnologias de produção e armazenamento de eletricidade para o complexo industrial de Sines?
- Qual a melhor configuração de capacidades de produção e armazenamento de eletricidade para o complexo industrial de Sines?
- Qual o LCOE e o LCOS e outros indicadores de viabilidade financeira para os diversos cenários de configuração de produção e armazenamento de eletricidade para o complexo industrial de Sines?
- Quais os indicadores de operação (autoprodução, autoconsumo, consumo líquido, excedente) esperados para os diversos cenários de configuração?
- Quais os benefícios ambientais da transição energética, no complexo industrial, para os diversos cenários de configuração?

1.3 Objetivos

O objetivo global da dissertação consiste em encontrar soluções otimizadas de configurações e estratégias de operação agregada de fontes de energia renovável e armazenamento, para o caso do complexo industrial da refinaria de Sines. Este objetivo global desagrega-se nos seguintes objetivos específicos:

- Caracterização de cenários de contexto no qual operará a refinaria nos próximos 25 anos.
- Caracterização das possíveis configurações de tecnologias de produção e armazenamento de eletricidade.
- Análise técnica e financeira das diversas simulações.

1.4 Estrutura da Dissertação

De modo a compreender como melhor estruturar o plano de trabalho é necessário definir a estrutura da dissertação. A dissertação tem 6 capítulos:

O presente capítulo apresenta o tema e introduz o conteúdo e metodologia da dissertação.

No capítulo 2, que aborda o estado da arte, serão apresentados de forma sintética os resultados de pesquisa sobre as diversas temáticas associadas ao tema desta dissertação (tecnologias de energias renováveis, tecnologias de armazenamento, sistemas elétricos de grandes sistemas industriais e transição energética em complexos industriais de refinarias). Neste capítulo será feita pesquisa e síntese do estado atual de desenvolvimento das tecnologias a empregar nos estudos, bem como das variáveis envolventes.

No capítulo 3 irá ser feita a caracterização da rede elétrica da refinaria de Sines; cenários de possíveis configurações de expansão de produção renovável e armazenamento de eletricidade e hidrogénio; cenários de evolução de preços de eletricidade, gás e hidrogénio e cenários de evolução dos consumos de eletricidade. Neste capítulo será feita uma análise e tratamento da informação associada ao caso de estudo da refinaria de Sines.

No capítulo 4 será descrita a metodologia de simulação e otimização a ser desenvolvida ao longo do trabalho de simulação. Neste capítulo será feita a descrição algorítmica e matemática da metodologia, sendo este o capítulo principal da dissertação.

No capítulo 5 será aplicada a metodologia de simulação da operação a um conjunto de cenários de configuração de evolução dos equipamentos de produção e armazenamento da refinaria de Sines. Das conclusões da análise técnica e económica das simulações dos diversos cenários serão retiradas conclusões sobre as melhores soluções e sobre a validação da metodologia desenvolvida.

No capítulo 6 serão sintetizadas as conclusões e respondidas as questões de investigação, avaliações de risco dos diversos cenários e identificação de trabalhos futuros que possam complementar o trabalho realizado.

1.5 Inserção em Ambiente Empresarial

O trabalho foi realizado parcialmente na FEUP e parcialmente na Refinaria de Sines da Galp. Foram utilizados dados e informação fornecidos pela Galp para permitir o desenvolvimento da presente dissertação.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

É essencial ter um bom conhecimento do funcionamento dos componentes já existentes na Refinaria de Sines e das possíveis adições de modo a encontrar a melhor solução. Como tal, para melhor compreender o problema e as variáveis envolvidas foi efetuada uma revisão bibliográfica e análise dos conteúdos mais relevantes para este trabalho.

Este capítulo contém informação relativamente à transição energética em complexos industriais de refinarias assim como a evolução dos seus consumos e a sua flexibilidade. Por último, são abordadas tecnologias de autoprodução e armazenamento, com foco no hidrogénio, mais relevantes para este caso de estudo.

2.1 Transição energética em complexos industriais de refinarias

De modo a manter a sua relevância, a indústria da refinação necessita de se adaptar e aproximar-se do conceito de "refinaria do futuro". Este termo é dado à refinaria ideal que tem um portfólio diversificado de modo a cumprir com metas ambientais e ter um papel relevante e integrado nos sistemas energéticos [18]. Nesta secção serão abordadas as temáticas de transição energética no mundo, na Europa, a nivel europeu e mais concretamente em complexos industriais e em refinarias.

2.1.1 Transição energética no mundo

Em 1992, a cimeira do Rio resultou no primeiro acordo internacional sobre a emissão de gases de efeito de estufa, sob a forma da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (UNFCCC), que estabeleceu a obrigação das partes apresentarem inventários de emissões e remoção de gases de efeito de estufa. Os objetivos e princípios da UNFCCC foram fortalecidos pelo Protocolo de Kyoto em 1997, que definiu para os países industrializados o objetivo de redução de emissões de 5.2% entre 2008 e 2012 relativamente ao ano base de 1990 [19]. Seguiram-se quase duas décadas de intensa discussão até à adoção do Acordo de Paris que entrou em vigor em 2016.

A nível mundial cada vez mais nações têm anunciado compromissos no sentido da transição energética no âmbito do Acordo de Paris ou das sucessivas cimeiras sobre as alterações climáticas como a COP26. As maiores nações tem lançado objetivos para atingir emissões *net* zero, a China até 2060; os Estados Unidos, a UE, o Canadá, a Coreia do Sul, o Japão e a África do Sul até 2050 [20]. Um total de 71 países, representando 70% das emissões globais de CO_2, comprometeram-se a atingir algum tipo de cenário de emissões zero [21].

De acordo com o *World Economic Forum* (WEF) os países mais avançados na transição energética têm diferentes planos para a transição mas partilham algumas estratégias ou atributos [22], nomeadamente os baixos subsídios garantidos aos combustíveis fósseis; diversificação do *mix* energético e redução da contribuição dos combustíveis fósseis desse mesmo *mix*; melhoramento da intensidade carbónica da atividade e regulamentações de modo a impelir a transição. Segundo o WEF [22] os países mais avançados na transição energética são a Suécia, a Noruega e a Dinamarca. De acordo com o *Energy Transition Index* (ETI) a UE lidera a transição, com Portugal no 19º lugar do índice.

A UE tem liderado a transição energética com políticas ambientais e incentivos. A sua estratégia baseia-se no aumento da eficiência e redução do desperdício; eletrificação e nos setores onde isso é impossível, o recurso a combustíveis com baixo impacto nas emissões de carbono [23]. Existem apoios para as indústrias fortemente dependentes ou relacionadas com combustíveis fósseis, sendo assegurada uma transição competitiva e justa para estas mesmas [24]. O objetivo europeu é atingir um balanço nulo de emissões em 2050, cujo estratégia é delineada no *Green Deal* [25].

Em 2005 a UE formou o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) cujo âmbito é o de regular as emissões de gases com efeito estufa em atividades como a refinação [26]. Definindo os limites de emissão quer por instalação por empresa, permitindo que estas negoceiem entre si a venda e aquisição das licenças. Além da transição das licenças também é possível a atribuição gratuita de licenças como regra transitória, no entanto esta atribuição irá desaparecer até 2030 [27]. As licenças emitidas tem visto o seu preço a aumentar para promover os objetivos da neutralidade carbónica, sendo previsto que o seu número decresça [27].

A nível nacional, Portugal partilha os mesmos objetivos da UE, da qual faz parte, as suas políticas energéticas visam atingir a eletrificação e o aumento das fontes de energia renováveis [28]. Em linha com o *Green Deal* e o Acordo de Paris Portugal desenvolveu o PNEC 2030 (Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030) [3]. O objetivo é a promoção da descarbonização com metas intermédias antes de atingir a neutralidade em 2050. A estratégia para a transição energética em Portugal passa pela taxação das emissões; a extinção do uso de centrais a carvão; desenvolvimento das tecnologias renováveis, hídrica, eólica e solar; bem como a aposta em baterias e no desenvolvimento do hidrogénio e outros gases renováveis [3] [28].

Para tal, uma das componentes do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) é a "Transição Climática", cujas medidas visam, entre outras, a descarbonizaçao na indústria e a utilização de hidrogénio e de fontes renováveis. Para a primeira componente estão alocados 715 M€, cujo objetivo é promover e apoiar financeiramente a iniciativa da indústria nacional para uma atuação pluridimensional no plano ambiental [4]. Já o segundo tópico tem como missão promover a tran-

sição energética através do apoio às energias renováveis, com enfoque na produção de hidrogénio e de outros gases de origem renovável através de processos como a eletrólise, processos termoquímicos e hidrotérmicos, processos biológicos, enriquecimento de biogás da digestão anaeróbia de materiais biomássicos (não inclui a produção do biogás) e metanação (hidrogénio renovável combinado com dióxido de carbono reciclado) [4].

2.1.2 Transição no setor da refinação

Na Europa, a indústria é o maior responsável pelas emissões de dióxido de carbono, emitindo mais de metade, bem como partículas e outros poluentes emitidos para o ar. Historicamente, o crescimento económico implica um aumento do consumo de energia, elevando as pressões sobre o ambiente. No período entre 2009 e 2019 o consumo energético na indústria desceu em 7,3% [6], existindo áreas que podem ser eletrificadas, como o transporte, outras poderão ser mais difíceis de adaptar, como o setor químico ou a aviação. Além da dificuldade na transição destas indústrias, a sua maioria opera em mercados competitivos o que torna a sua regulação um problema mais complexo [29]. As Nações Unidas [29] consideram que as opções para a descarbonização podem ser similares às adaptadas para outros setores como a diminuição do consumo dos produtos, uma maior eficiência das atividades e o uso de energia de fontes renováveis. Recorda-se que a meta da UE para a redução das emissões na indústria é de 80% em 2050 comparativamente com os valores de 1990 [24].

Uma destas áreas é a indústria da refinação cuja descarbonização terá um importante papel na redução dos gases com efeito estufa. No entanto os impactos deste processo irão mais longe, afetando a indústria em si. A indústria de refinação do petróleo está em risco com o avanço tecnológico e com a legislação ambiental a definir metas de emissões carbónicas [18]. Com o aumento de custos de energia elétrica, do gás natural e das licenças de emissão de CO_2, seja para produção no caso de auto-consumo seja para aquisição em regime de mercado, as indústrias eletrointensivas necessitam de adequar as suas estratégias de operação de modo a operar num mercado de baixas emissões [30].

Um estudo sobre as 7 maiores empresas petrolíferas internacionais, realizado pela IRENA (Agência Internacional para as Energias Renováveis) [7] concluiu que as abordagens face à transição energética diferem consoante a localização. Foi possível constatar que existe uma clara divisão entre as políticas e ações tomadas pelas empresas americanas e as europeias. Enquanto as empresas europeias estão a fazer esforços significativos para se integrar no novo mundo pós transição energética, as empresas americanas continuam concentradas na exploração e comercialização dos combustíveis fósseis tradicionais, continuando inclusive a explorar novas jazidas de petróleo e com poucos investimentos alternativos [7]. Tal pode ser explicado pelos compromissos da UE à neutralidade carbónica até 2050 enquanto que a política americana é mais relaxada [31]. Este estudo irá por isso incidir sobre as refinarias europeias.

É consensual para os grandes grupos na indústria da refinação que a "refinaria do futuro"passa por [7] [32] [33] [34]:

- Eficiência energética;
- Uso de fontes de energia com baixas emissões;
- Sistemas de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS);
- Bio processos e combustíveis.

Ao abordar estes pontos será possível incorporar a indústria que está focada na produção de combustíveis convencionais noutros setores mais tradicionais, bem como aumentar a competitividade [33].

Do ponto de vista da efetividade destas iniciativas reduzirem as emissões de carbono, considerando um cenário de consumo previsto para 2030, temos a percentagem de emissões que é possível não emitir, ou por outras palavras, reduzir em relação ao cenário de referência, na Figura 2.1.

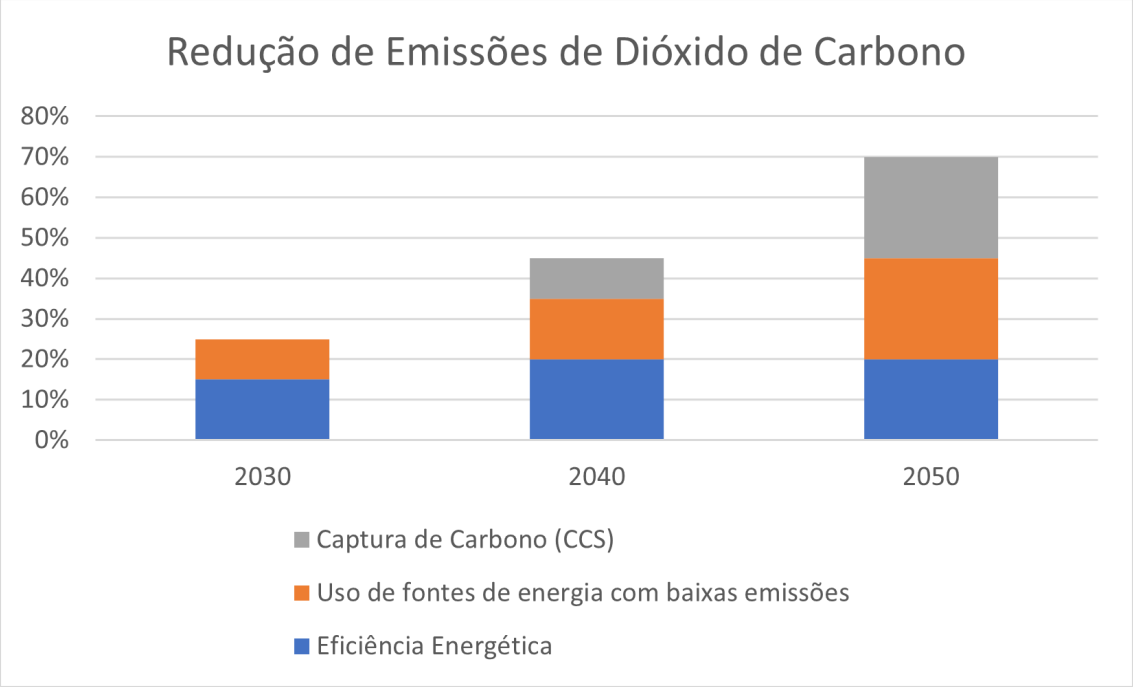


Figura 2.1: Possível Redução das Emissões com base em Diferentes Tecnologias (Baseado em [32])

Para melhorar a eficiência energética é necessário otimizar o processo da refinação progressivamente, implementar sistemas de gestão de energia e melhor aproveitamento do calor [32]. Entre 2005 e 2015 uma maior eficiência energética permitiu a diminuição das emissões de 144 MT $CO_{2\ eq}$ para 118 MT $CO_{2\ eq}$ [33].

Um dos fatores chave é o hidrogénio, tanto a produção como a sua recuperação através de combustíveis, ou o seu papel na importação de energia proveniente de fontes de energia renovável [32]. Sendo um vetor útil para as áreas que não podem ser eletrificadas [34] é um dos meios mais

explorados como solução tanto pelas empresas como em estratégias nacionais [7] [34]. Outra alternativa são os biocombustíveis.

As empresas petrolíferas estão ainda a investir em energia renovável, tanto nas suas próprias instalações ou como diversificação do seu portfólio [7]. Estas fontes tem ainda como vantagem a produção do hidrogénio verde.

Outro dos campos a explorar é a captura de carbono via sistema de captura e armazenamento de carbono (CCS), esta tecnologia confere uma flexibilidade adicional no que toca a cumprir metas de emissões [33]. Um CCS permitiria a continuação da mesma atividade com menor emissões [7]. Sendo no entanto uma tecnologia a ser desenvolvida cujo custo-benefício poderá ainda não ter um balanço positivo [34].

Nesta revisão bibliográfica são analisados os planos de transição de algumas das maiores empresas petrolíferas europeias, nomeadamente a BP plc, Equinor ASA, a Eni S.p.A, a Royal Dutch Shell plc e a Total SE.

O objetivo da BP é a transformação de uma empresa petrolífera internacional para uma companhia de energia integrada [35]. A empresa prometeu até 2050 o investimento de 40% do seu capital disponível em projetos de transição energética, sendo que nessa mesma data espera que o balanço de emissões nos produtos que vende seja nulo [36]. A estratégia utilizada pela petrolífera para atingir o objetivo *net zero* até 2050 é a bioenergia, que incluí biocombustíveis; expansão da rede de carregamentos de veículos elétricos; energias renováveis, através do desenvolvimento de projetos nesta área; hidrogénio, cujo valor esperam aumentar ao combinar renóvaveis e CCS com esse vetor energético [37]. A BP tem inclusive um projeto de energia renovável em parceria com a Equinor.

A Equinor divide a sua resposta em 3 componentes: crescimento em fontes de energia renováveis; otimização do portfólio de produtos petrolíferos e gás e soluções de baixas emissões, como CCS ou hidrogénio [38]. A sua estratégia é similar à adotada pela BP, estando envolvida em diversos projetos de eólica *offfshore* e pretendendo envolver-se mais nessa área [7].

De forma análoga às duas empresas abordadas anteriormente a Eni reitera o seu compromisso de corte de emissões até 2050, incorporando os objetivos de desenvolvimentos sustentável das Nações Unidas [39]. A neutralidade carbónica será atingida através da redução de emissões, conservação das florestas, projetos de CCS e parcerias internacionais, com empresas como a Equinor [7] [39]. A Eni acredita também no aumento do gás natural no sua mistura energética, apostando no desenvolvimento do gás natural liquefeito [40]. Existem ainda projetos para o desenvolvimento de hidrogénio verde [40].

No contexto atual a Shell declarou-se uma empresa de "transição energética"[7]. O plano para a transição energética da Shell está focado em várias áreas: eficiência da sua operação; aposta no gás natural; fontes energéticas com baixas emissões, eletrificação e energia renovável; combustíveis com baixas emissões, biocombustíveis e hidrogénio; CCS e *natural sinks* [41]. No âmbito da descarbonização a empresa investe em projetos relacionados com a natureza e o ecossistema [41], sendo que a sua presença em biocombustíveis é também forte [7]. A Shell tornou-se no primeiro vendedor de produtos petrolíferos que também comercializa hidrogénio [7].

A Total tem progredido no sentido de passar de uma empresa petrolífera tradicional para uma empresa de energia completa [7], sendo reflexo disso a sua mudança em 2021 de Total para TotalEnergies [42]. O objetivo da empresa é reduzir as emissões, atingindo a neutralidade em 2050, enquanto aumenta a produção de energia [42]. A Total também subscreve os objetivos de desenvolvimento sustentável das Nações Unidas [43]. As alavancas para a redução de emissões serão: a redução de emissões diretamente do portfólio; adoção do hidrogénio, biocombustíveis e aumento de gás natural; aumento de produção e distribuição de eletricidades; *carbon sinks*. O investimento em energia renovável, solar e eólica, é também notável [7].

Esta análise é importante do ponto de vista de relevância da refinaria de Sines tanto para a Galp como a nível externo. Uma vez que nos fornece indicações de qual os passos necessários para garantir a competitividade durante este processo da transição energética. Tendo enquadrado as tendências não só das petrolíferas mais proeminentes a nível europeu mas também o contexto em que estas ocorrem, podemos concluir que há uma crescente tendência de diversificação do portfólio a nível europeu, com compromissos relativos à não exploração de novas jazidas por parte de algumas destas empresas. A expansão traduz-se em investimentos em fontes de energia renovável, projetos pilotos de novos combustíveis, nomeadamente o hidrogénio, investimento em CSS e outras iniciativas [7].

2.2 Evolução de Consumos

De maneira a implementar novas soluções que se alinhem com a transição energética bem como com a viabilidade económica da operação é necessário considerar quais os cenários de consumo possíveis. Este estudo é feito também por petrolíferas que anualmente lançam projeções de cenários de consumo [44] [45]. A evolução dos consumos é fortemente influenciada pelas políticas em vigor, explicando as diferenças entre os maiores consumidores energéticos [20] [22]. Como exemplo é possível explorar as diferenças entre os EUA e a UE.

No relatório anual publicado pelo governo americano, *Anual Energy Outlook 2022* (AEO2022) [46] é considerado que o petróleo e o gás natural continuarão a representar a maior porção da energia consumida nesse território, sendo que a produção de crude irá ainda atingir o seu máximo e o gás natural irá ser ainda mais exportado. É ainda previsto um decréscimo de consumo de carvão e de energia nuclear devido a um aumento de energia renovável [46]. As projeções das emissões de carbono seguem estas projeções e está previsto que as emissões devidas ao petróleo e gás natural aumentem, enquanto que as emissões relativas ao carvão desçam drasticamente devido ao seu desuso [46]. Estas projeções encontram-se graficamente na Figura 2.2.

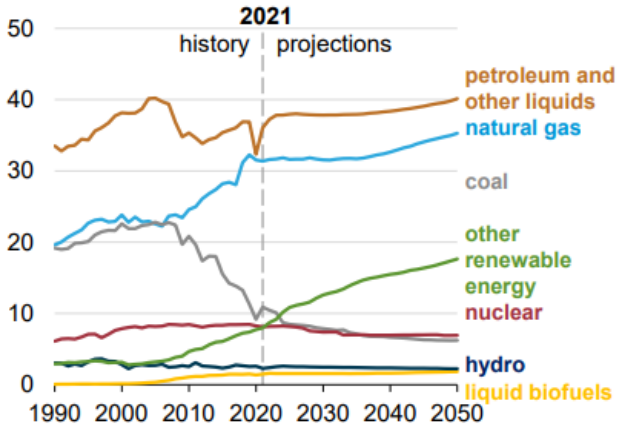


Figura 2.2: Evolução do Consumo Energético nos EUA por fonte energética (Retirado de [46])

Já a UE tem uma estratégia diferente e possuí planos maiores para a transição energética [20] [2] tendo objetivos mais ambiciosos, como o balanço de emissões zero até 2050 [1]. Estas políticas irão afetar a evolução de consumos na direção das políticas analisadas na secção anterior. O consumo energético por fonte na UE irá mudar com políticas como o fim de subsídios a combustíveis fósseis e a criação investimentos em energia renovável e hidrogénio [2].

Independentemente das políticas implementadas o consumo de energia a longo prazo irá sofrer mudanças. A tendência e obrigação da descarbonização irão contribuir para a substituição dos combustíveis fósseis pela eletrificação e o hidrogénio, em atividades que atualmente usam combustíveis fósseis, como se reflete nos cenários considerados [20] [44]. O DNV faz uma previsão de evolução de fluxos energéticos no seu *Energy Transition Outlook* [47], Figura 2.3.

Não é consensual se o consumo energético irá aumentar ou diminuir, dependendo do cenário e previsão [20] [44] [45], os principais cenários abordados nesta secção encontram-se resumidos na Figura 2.4. É de notar que a Galp não faz estas previsões por isso a sua perspetiva não é considerada neste estudo.

No último relatório do *World Energy Outlook* [20] publicado no ano passado, 2021, pela IEA (*Internacional Energy Agency*) concluiu-se que até num cenário de zero emissões até 2050, ou seja, o cenário mais radical, a eletricidade terá apenas um peso de 50% da energia total consumida em 2050. Os 3 cenários considerados são o *STEPS* (*Stated Policies Scenario*), *APS* (*Announced Pledges Scenario*) e *NZE* (*Net Zero Emissions by 2050 Scenario*).

No *bp Energy Outlook* [44] são considerados 3 cenários ligeiramente diferentes dos considerados no *IEA Energy Outlook 2021*: *Net Zero* que explora um cenário de balanço de emissões zero em 2050; *New Momentum* que explora o cenário futuro no caso de as nações manterem as suas promessas a nível de políticas e incentivos; e *Accelerated*, que é um meio termo entre os dois anteriores.

Para a previsão da evolução de alguns bens foram utilizados estudos da OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) e do GECF (*Gas Exporting Countries Forum*), que publicam relatórios mensais ou anuais. Estes estudos incidem principalmente sobre o petróleo e o gás natural, respetivamente.

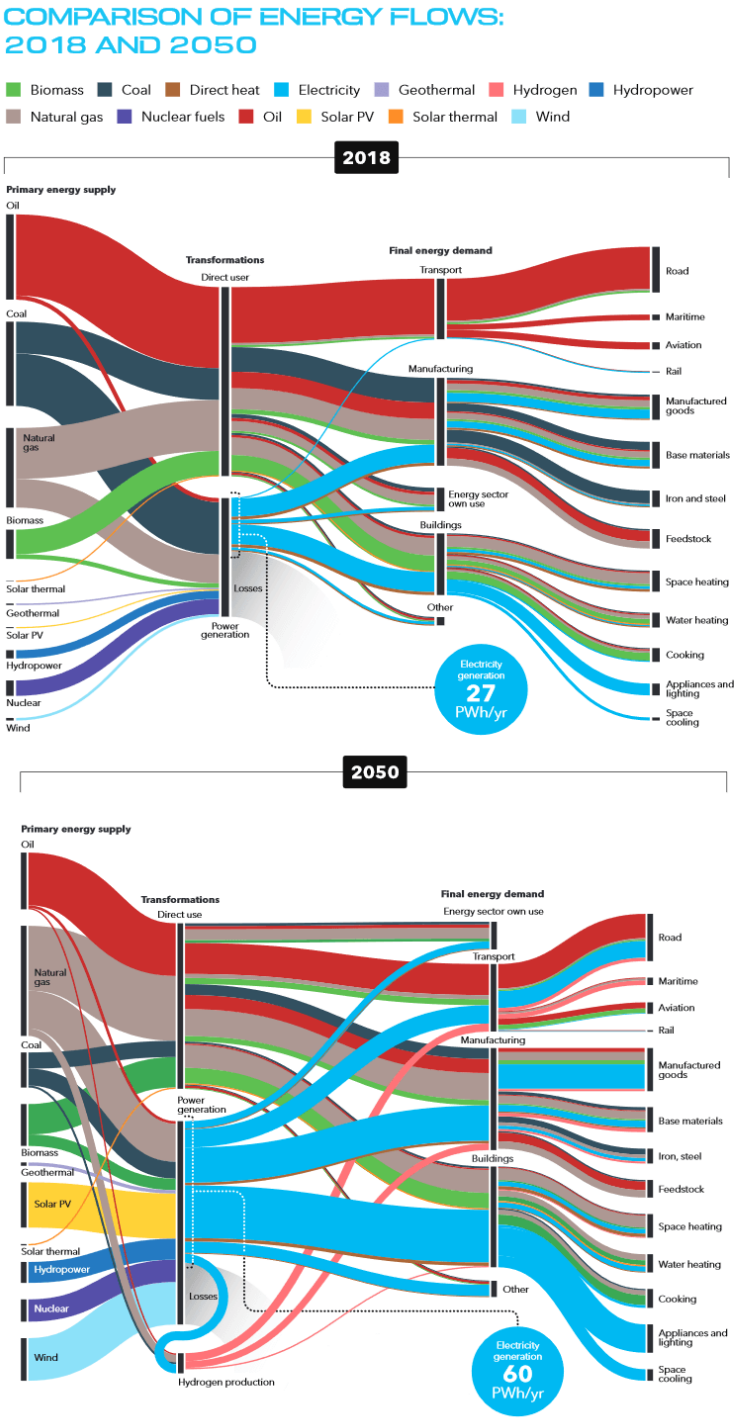


Figura 2.3: Evolução dos Fluxos Energéticos a nível Mundial (2018-2050) (Retirado de [47])

Cenários			
IEA	STEPS	APS	NZE
	Cenário de políticas declaradas	Cenário de promessas anunciada	Cenário de balanço de emissões zero em 2050
BP	New Momentum	Accelerated	Net Zero
	Cenário em que as nações mantêm as suas promessas a nível de políticas e incentivos	Cenário Intermédio	Cenário de balanço de emissões zero em 2050

Figura 2.4: Diferentes Cenários Base (Baseado em [20] e [44])

2.2.1 Petróleo

Embora a procura de petróleo ainda não tenha atingido o seu pico mundialmente já é possível verificar que na Europa a mesma tendência não se verifica [20] [33], como se pode observar na Figura 2.8. Sendo consensual que a procura por petróleo irá cair a longo prazo [20] [44] [48], é expectável que o consumo de produtos petrolíferos diminua mas não desapareça.

Para a IEA o consumo de petróleo e a sua progressão pode ser vista de acordo com 3 distintos cenários.

Podemos constatar na Figura 2.5 que mundialmente nos dois primeiros cenários (STEPS e APS) o consumo aumentará até 2030. De acordo com o cenário STEPS em 2050 os níveis de procura não sofrerão grandes alterações, apenas uma ligeira descida. Já de acordo com o APS após esse aumento em 2050 iremos observar uma descida. Segundo o cenário mais positivo a nível de redução de emissões de carbono(NZE) até 2030 iremos observar uma descida, sendo que até 2050 o valor registado anteriormente diminui em mais de 50%. Na perspetiva da UE, que é a mais relevante para esta dissertação, a tendência decrescente registada de 2019 para 2020 deverá manter-se sendo que o seu consumo vai descendo até 2050 em todos os cenários [20].

Esta perspetiva da IEA é apoiada pelas previsões feitas no *bp Energy Outlook 2022*, Figura 2.6, [44]. Uma das mais fortes justificações apresentadas para o decréscimo do consumo e petróleo é o seu desuso no setor dos transportes terrestres [20] [44] considerando a recente tendência de eletrificação. Na aviação e transporte marítimo está prevista uma diminuição da procura devido ao uso de novos combustíveis e aumento de eficiência [44].

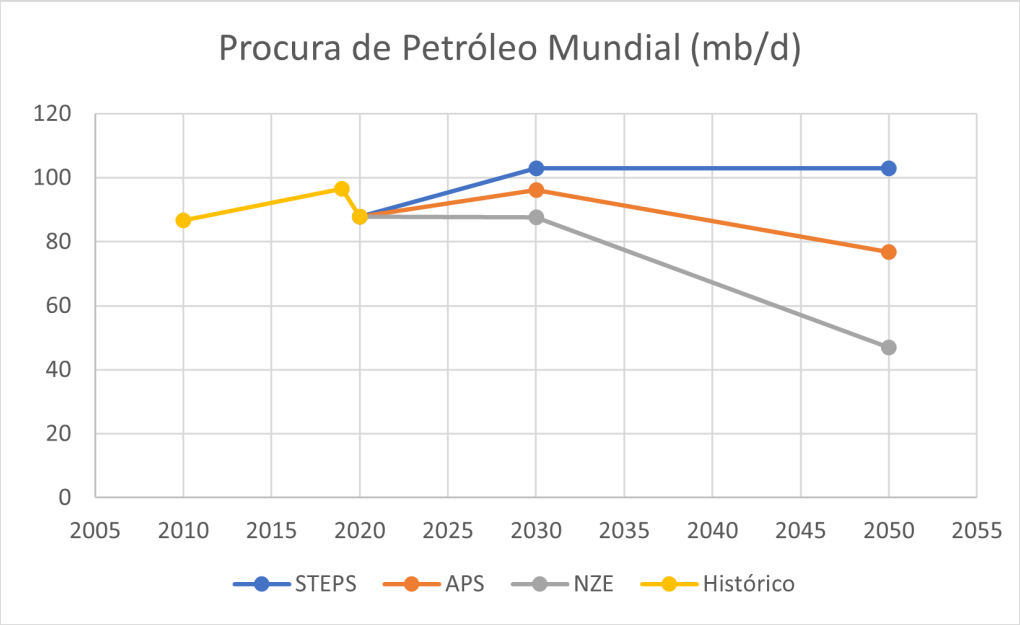


Figura 2.5: Evolução de Consumos de Petróleo a nível Mundial (Baseado em IEA [20])

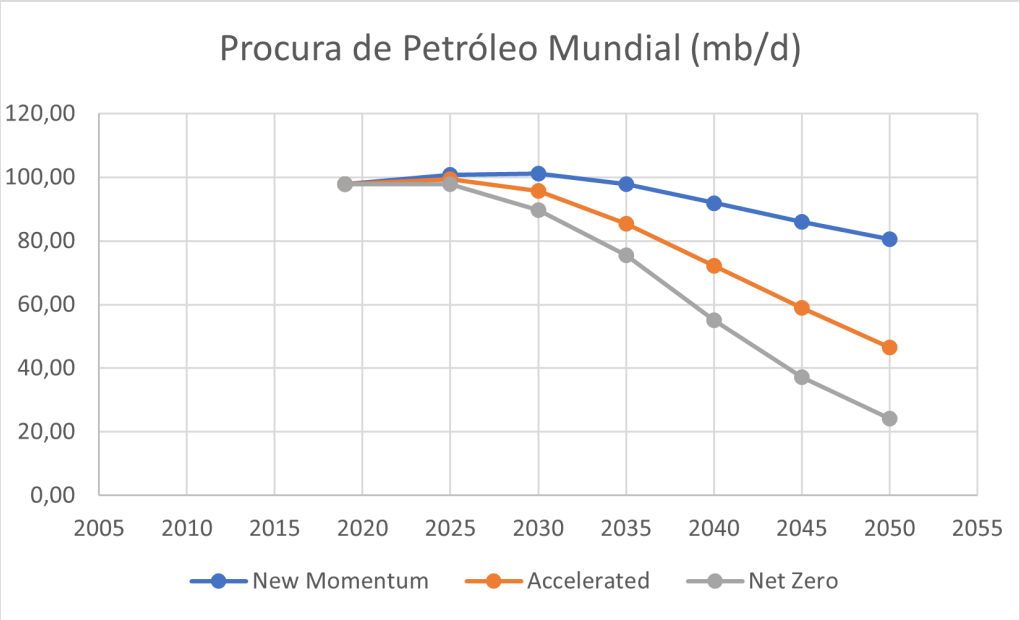


Figura 2.6: Evolução de Consumos de Petróleo (Baseado em BP [44])

As previsões do OPEC mostram uma visão semelhante com o aumento da procura a nível mundial mas com a descida da procura nos países da OCDE [49].

Na escala mundial e a longo prazo é esperado que o consumo de petróleo diminua, levando a uma alteração na percentagem de consumo entre as economias desenvolvidas e emergentes [44]. Enquanto que historicamente a maior percentagem era atribuída a economias desenvolvidas todas as projeções apontam para uma inversão com as economias emergentes a serem as maiores consumidores desta produto [20] [44] [49].

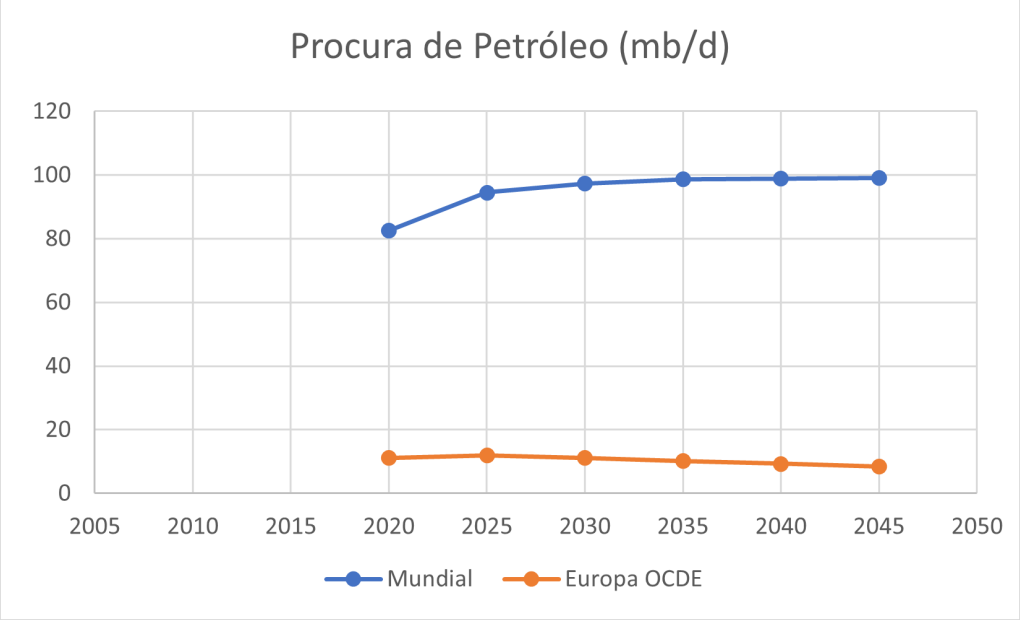


Figura 2.7: Evolução de Consumos de Petróleo (Baseado em OPEC [49])

A nível da UE, esta pretende descarbonizar a sua economia e diminuir o seu consumo de produtos petrolíferos. O impacto das medidas e regulamentações impostas pode ser observado na diferença entre a evolução mundial, Figuras 2.5, 2.6 e 2.7, e a europeia na Figura 2.8.

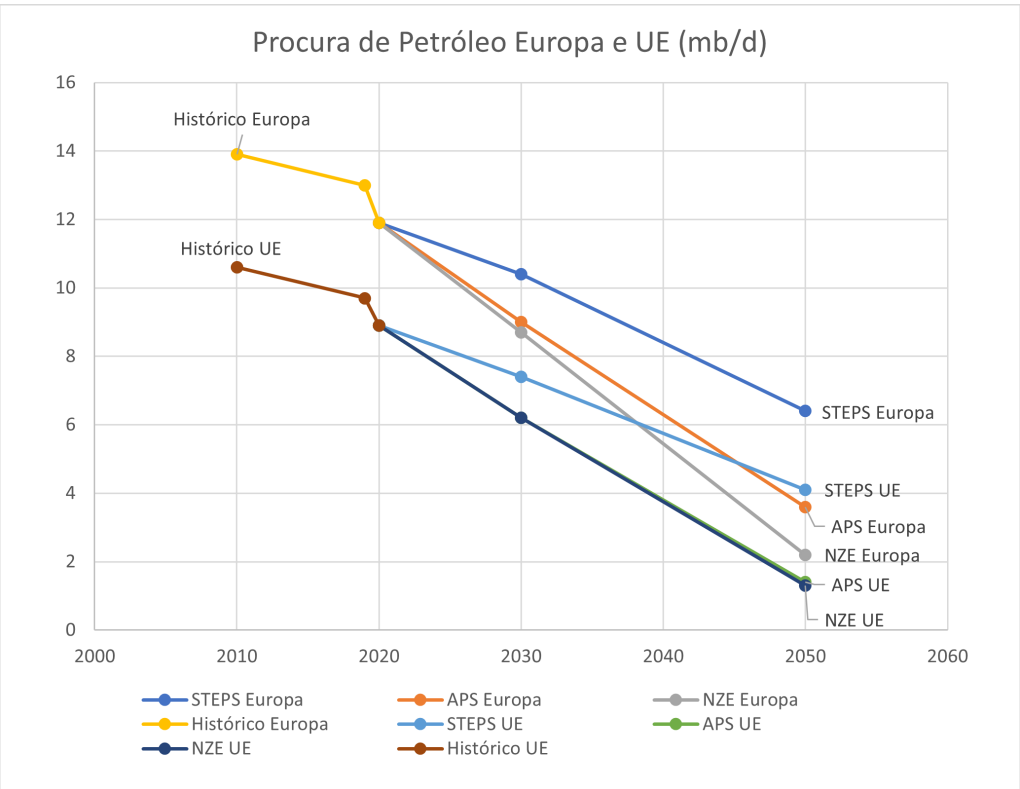


Figura 2.8: Evolução de Consumos de Petróleo a nível Europeu (Baseado em [20])

2.2.2 Gás Natural

No caso do gás natural, o *World Energy Outlook* [20] prevê uma subida na sua procura ao longo dos próximos 5 anos sendo que depois disso os cenários divergem mais significativamente. Em alguns cenários o seu consumo aumenta e noutros diminui após esse período sendo que podemos verificar os diversos cenários nos gráficos das Figuras 2.9 e 2.10.

Esta variabilidade está também presente no *bp Energy Outlook* [44], indicando que o consumo de gás natural está altamente dependente da velocidade da transição energética.

Já o GECF considera que a percentagem de gás natural no *mix* energético irá aumentar até 2050 [48]. Esta perspetiva é apoida pelo OPEC [49].

A diferença observada entre previsões devem-se às estratégia utilizadas para a transição energética e quão rápido a mesma pode acontecer, sendo que alguns apontam o gás natural como uma ferramenta nesta transição [44] [45]. O gás natural, sozinho ou juntamente com outras tecnologias, pode substituir outras fontes de energia mais poluentes O consumo de gás natural será importante para as economias emergentes no seu caminho para o fim do uso de carvão [44]. Um fator importante para compreender a quantidade de gás natural usada é o grau da transição carvão para gás natural e a redução do uso da energia nuclear [20] [45] [48]. O seu uso associado com a utilização de CCS pode traduzir-se em numa fonte de energia com baixas emissões [44].

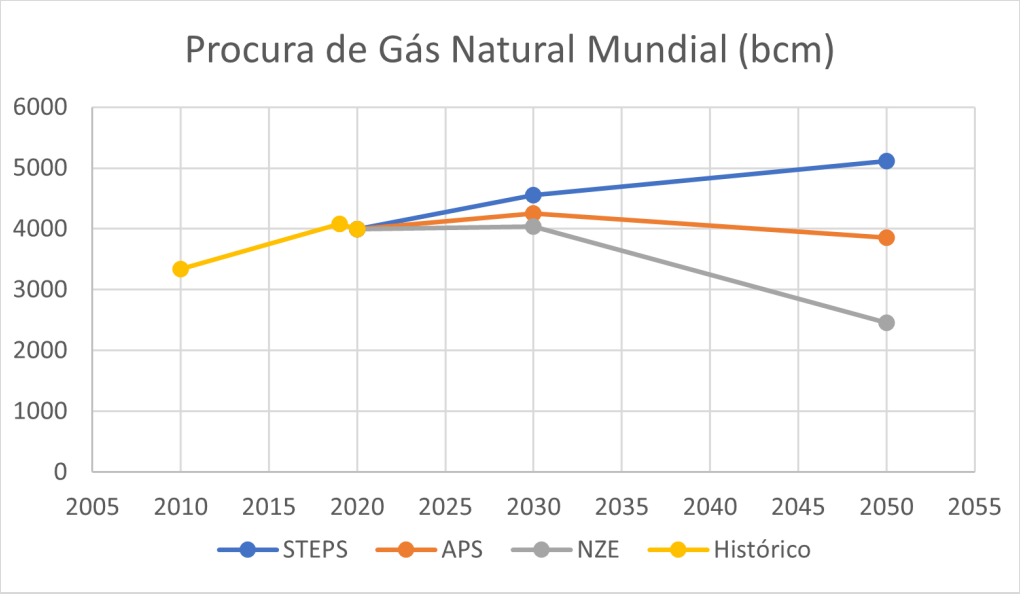


Figura 2.9: Evolução de Consumos de Gás Natural a nível Mundial (Baseado em IEA [20])

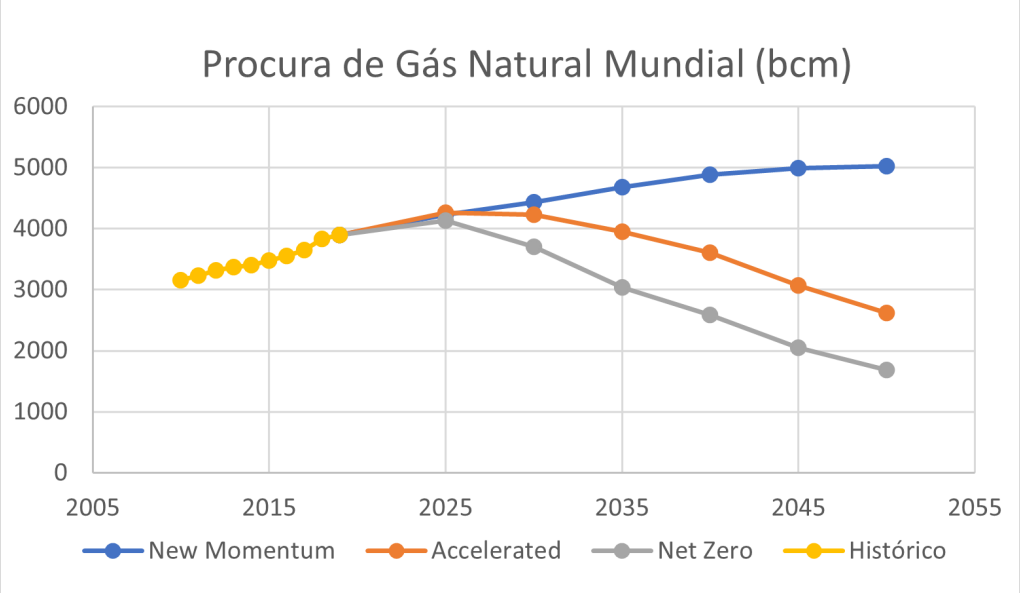


Figura 2.10: Evolução de Consumos de Gás Natural a nível Mundial (Baseado em BP [44])

Nos países com compromissos de balanço de emissões zero, como a UE, o uso de energias de fontes renováveis, a crescente eletrificação e eficiência reduzem a procura por gás natural [20], justificando assim a diferença entre os cenários mundiais representados nas Figuras 2.9 e 2.10 e o cenário europeu ilustrado na Figura 2.11. A UE considera que este produto faz parte da transição energética mas tem intenções de descarbonizar este combustível e de reaproveitar as suas infraestruturas [48].

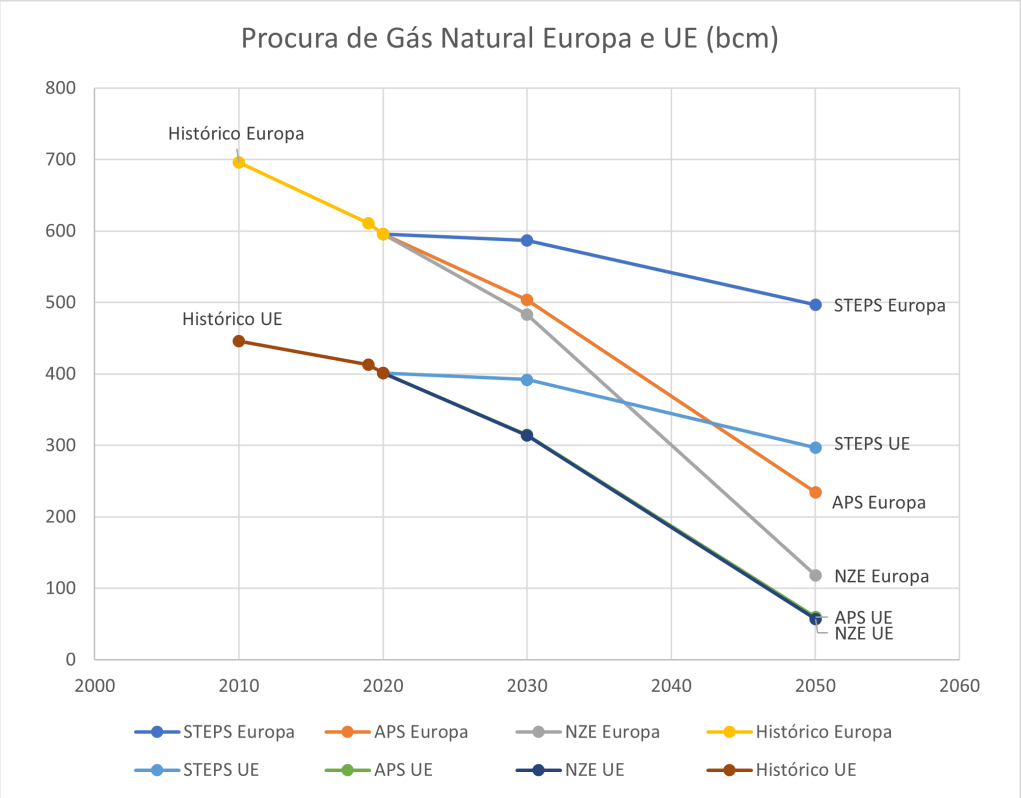


Figura 2.11: Evolução de Consumos de Gás Natural a nível Europeu (Baseado em IEA [20])

Ao contrário do petróleo cuja utilização consensualmente irá diminuir, o gás natural tem uma evolução mais incerta após o crescimento da procura inicial [20] [44].

O GECF [48] prevê ainda uma subida de preços do gás natural até 2050 como representado na Figura 2.12.

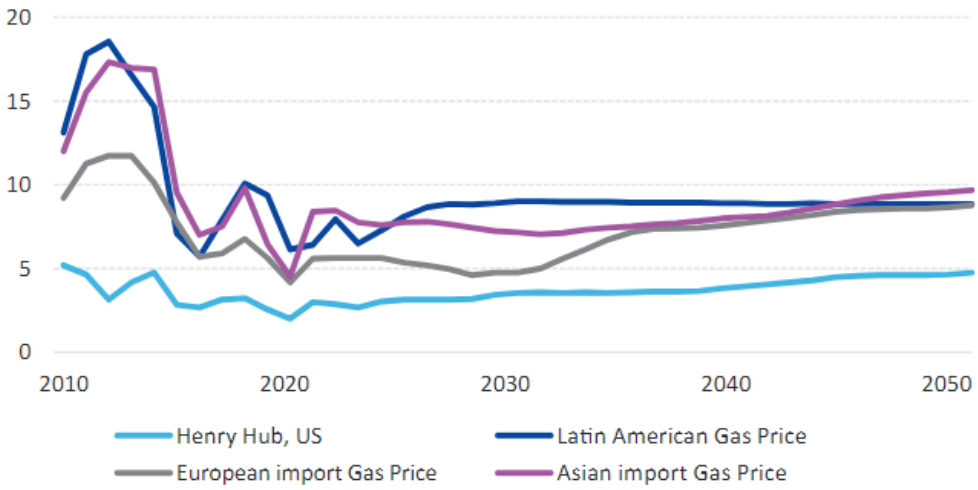


Figura 2.12: Evolução do preço do Gás Natural (Retirado de [48])

2.2.3 Hidrogénio

A evolução de consumo e produção de hidrogénio está fortemente marcada pelas políticas e incentivos implementados pelas maiores nações que tenham desenvolvido planos estratégicos para este elemento [20] [48]. Prevendo estes cenários um aumento da procura do hidrogénio produzido com poucas emissões [44]. Atualmente o uso de hidrogénio verifica-se maioritariamente na indústria da refinação e na indústria química [50]. Em 2020 o consumo de hidrogénio foi de 90 Mt [50]. Todos os novos usos para o hidrogénio serão discutidos mais adiante da secção 2.5.2.

Segundo o *bp Energy Outlook* [44] em relação a ambos os cenários, *Accelerated* e *Net Zero*, a procura pelo hidrogénio aumentará ao longo dos próximos anos como se pode verificar na Figura 2.13.

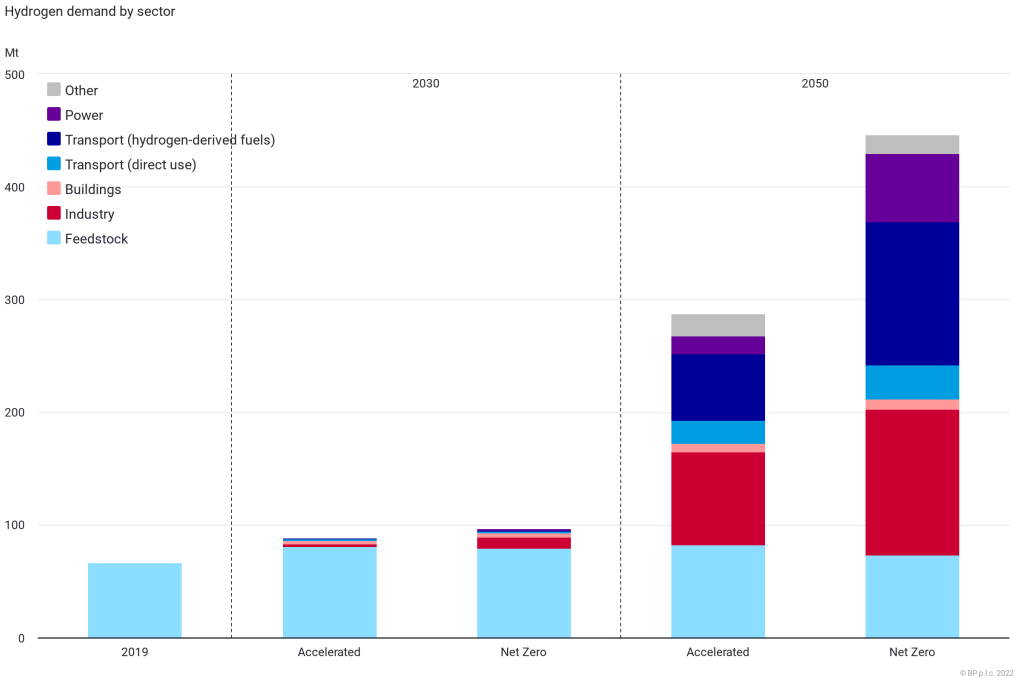


Figura 2.13: Evolução de Consumos de Hidrogénio a nível Mundial (Retirado de [44])

No que se refere apenas à UE, o consumo de hidrogénio, segundo o plano da UE, Hydrogen Roadmap [51], está representado com distinção por uso na Figura 2.14. Tal justifica-se pela aposta da UE neste elemento como meio para a descarbonização, o consumo deste gás neste território está previsto aumentar [48] [51].

Como é possível verificar todos os dados apontam para um crescimento do hidrogénio no *mix* energético por razões que serão exploradas na secção 2.5.2. As previsões são consistentes, considerando uma conversão de $1Mt \Leftrightarrow 33TWh$ [52].

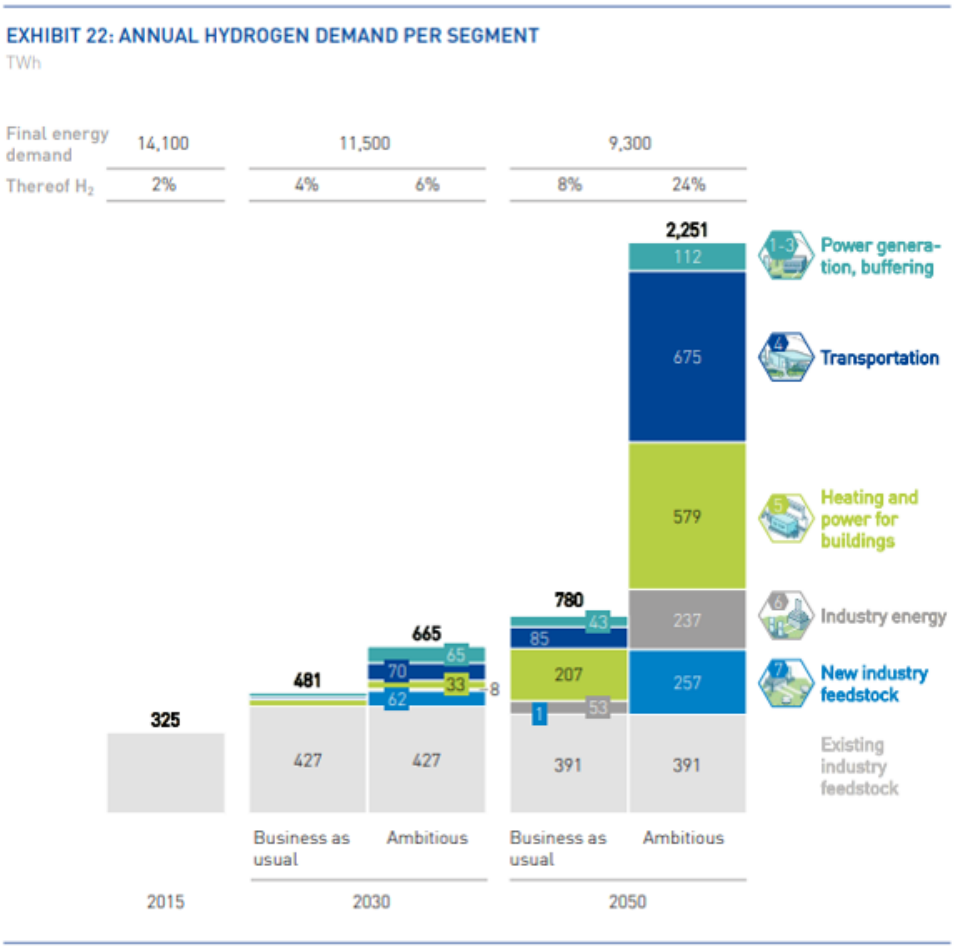


Figura 2.14: Evolução de Consumos de Hidrogénio a nível Europeu (Retirado de [51])

O crescimento deste vetor energético pode ser justificado com a aposta de diversas nações no mesmo. As previsões apontam para um uso do hidrogénio em diversos setores, com um ênfase na indústria, transportes e aquecimento [44] [47] [51].

Uma vez que a dissertação pretende estudar as evoluções dos fluxos energéticos e dos consumos futuros ao longo das próximas décadas na refinaria de Sines é importante compreender quais as tendências e estudos feitos sobre estes. Estas comodidades tem especial relevância uma vez que os produtos da refinaria são impactados por estes recursos disponíveis. O petróleo, o gás natural e o hidrogénio são essenciais para a atividade de refinação. Assim, a evolução dos consumos destes produtos ou dos sub produtos que advêm destes são de especial relevância. O conhecimento das tendências de evolução de consumos permitirão um melhor planeamento da atividade da Refinaria bem como novos investimentos. Desse modo será possível implementar novas soluções que se alinhem com as tendências de consumo futuras.

2.2.4 Licenças de CO_2

Um dos mecanismos implementados na tentativa de controlar e reduzir as emissões de carbono são as licenças de CO_2, sendo que estas são cada vez menos e mais caras [27]. Este mecanismo é considerado um dos instrumentos chave para acelerar a transição energética [48], uma vez que não só incentiva a redução das emissões de carbono como impulsiona outras políticas e alternativas menos poluentes [53].

Existem 65 iniciativas de preços de emissões [48], é possível observar a evolução prevista dos preços do *European Emission Trading Scheme* (EU ETS) bem como o *US Trading System* e o *South Korean Trading System*, alguns dos sistemas mais relevantes, na Figura 2.15.

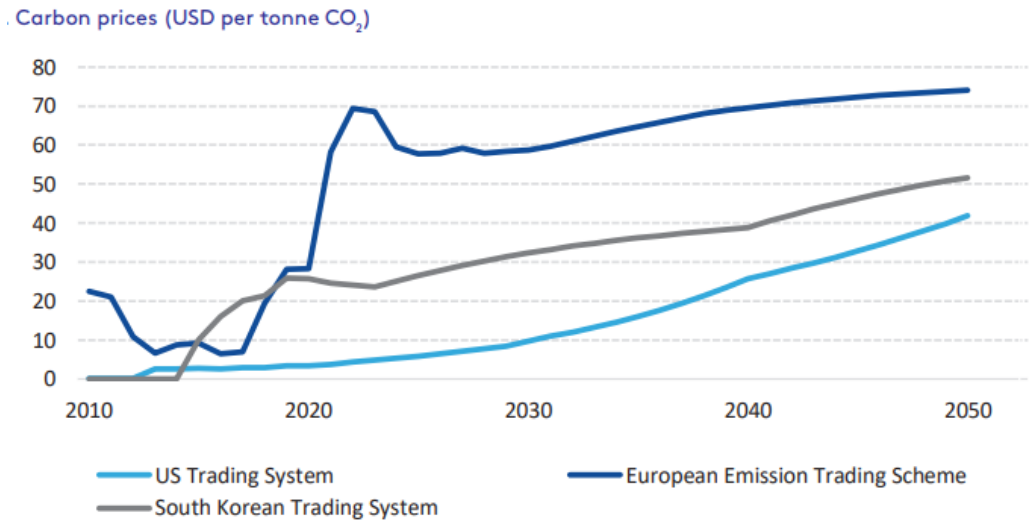


Figura 2.15: Evolução de Preços de Emissões (Retirado de [48])

O sistema de preços de emissões mais importante é o EU ETS, este sistema vigora em todos os países da UE e também na Islândia, Liechtenstein e Noruega [26]. Este sistema de controlo de emissões é indicado como parcialmente responsável por uma redução de emissões na UE [53] [54]. Cada licença permite ao seu detentor emitir uma tonelada de dióxido de carbono ou o equivalente de outros gases com efeito estufa [26]. O organismo responsável é o CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão).

Atualmente os EU ETS funcionam num sistema de *cap and trade* [26]. O *cap* é um limite que indica qual o número máximo emissões que por sua vez determina o número de licenças a atribuir na UE [26]. Dentro deste limite é possível comprar ou receber licenças que permitem emissões, estas podem depois ser negociadas entre instalações (*trade*) [26].

A maioria das licenças é atribuída através de leilão ou é atribuída pelo estado respetivo gratuitamente [27]. O objetivo é que com o aumento dos preços os grandes poluentes sejam obrigados a adotar processos mais sustentáveis. Está ainda prevista uma separação de licenças por categorias, com um mercado para o setor rodoviário e da construção e outro para o setor industrial e de produção de energia [27]. No entanto, a produção de eletricidade e a captura, transporte e armazenamento de dióxido de carbono nunca são contempladas pela atribuição gratuita [26] [27].

O objetivo é a progressiva diminuição das emissões e por consequência do número de licenças. Tal pode ser conseguido com o aumento do seu preço e com a redução do número de licenças que são atribuídas [26]. Está previsto o cessar de atribuição de licenças gratuitas até 2030 [26]. A evolução dos preços deste mecanismo de controlo de emissões está graficamente representada na Figura 2.16.



Figura 2.16: Histórico de Preços de Emissões Europeias (Retirado de [55])

Em Portugal o organismo responsável é a APA (Agência Portuguesa do Ambiente) que coordena o processo do CELE em Portugal [27].

De uma maneira simplista, os atores mais poluentes necessitarão de mais licenças, logo, serão mais penalizados e terão um maior custo económico neste campo. As licenças são uma variável a ter em conta neste estudo uma vez que implicam um custo económico. A integração de outra produção de energia sem emissões ou a mudança de alguns processos poderá representar um benefício económico. A redução de emissões por parte da refinaria de Sines poderá ser mais proveitosa economicamente do que o valor derivado dos produtos que produz, quando estes implicam essas emissões.

2.2.5 Flexibilidade

No contexto da transição energética e da evolução na direção das fontes de energia renovável, os sistemas têm sofrido grandes alterações [56]. A integração destas fontes requer flexibilidade da parte do sistema devido às variabilidades e incertezas em jogo. [57] [58].

A definição de flexibilidade não é consensual, existindo diversas definições para o conceito [56] [57] [58] [59]. Algumas definições para flexibilidade são:

- A capacidade de adaptação da geração e/ou do consumo para responder a sinais externos de modo a assegurar estabilidade e segurança do sistema [56];
- A capacidade limite até à qual um sistema energético pode modificar a produção de eletricidade ou o seu consumo, em resposta à variabilidade, sendo esta esperada ou não [58];
- A capacidade da operação do sistema energético, dos seus bens, cargas, geradores e armazenamento de energia, para mudar ou modificar a sua operação por um período de tempo limitado de modo a responder aos sinais externos sem induzir interrupções não planeadas [57];
- A capacidade do sistema lidar com mudanças [59].

De acordo com a IEA [58], Figura 2.17, os requisitos da flexibilidade incluem as flutuações e as contingências. Os recursos da flexibilidade são as centrais despacháveis, gestão da procura, armazenamento de energia e a interconexão com outros mercados [58].

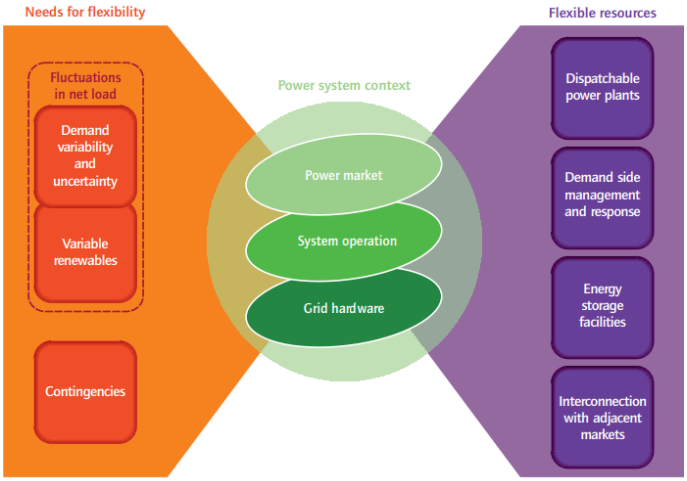


Figura 2.17: Flexibilidade, necessidades e recursos (Retirado de [58])

De acordo com o ISGAN (*International Smart Grid Action Network*) [59] existem diversos tipos de flexibilidade, podendo ser divididos nas seguintes categorias:

- Flexibilidade da potência: equilíbrio a curto prazo da potência procurada e a oferecida (fração de segundo a uma hora);
- Flexibilidade da energia: equilíbrio a médio ou a longo prazo entre a energia procurada e a oferecida (horas a anos);
- Flexibilidade da capacidade de transferência: capacidade a curto ou médio prazo de transferir potência entre a procura e a oferta, onde podem ocorrer limitações a nível local ou regional relacionados com congestionamentos (minutos a horas);

- Flexibilidade da tensão: capacidade a curto prazo de manter as tensões dos barramentos entre barramentos predefinidos e determinados (segundos a dezenas de minutos);

Os recursos de flexibilidade podem ser divididos em dois grupos, características técnicas e características económicas [57].

O primeiro grupo pode ser subdividido em três tipos [57]:

- Características técnicas quantitativas: expressam a capacidade dos recursos em unidades;
- Características técnicas qualitativas: expressam a qualidade dos recursos através de comparação;
- Características técnicas de controlo: descreve como os recursos são controlados.

O grupo das características económicas é dividido em [57]:

- CAPEX (*Capital (investment) Economic Characteristics*): descreve os investimentos necessários relacionados com a ativação da flexibilidade e o investimento nesse recurso;
- OPEX (*Operational Economic Characteristics*): relacionado com os diferentes custos inerentes à ativação dos recursos e envelhecimento dos mesmos, bem como os custos relativos à elasticidade do preço e consumidores dispostos a serem flexíveis.

O conceito de flexibilidade e tudo o que este abrange é importante do ponto de vista da sua utilização como um recurso. A sua relevância aumenta considerando que a refinaria pode ser vista como um consumidor e um produtor, tendo assim dois tipos de flexibilidade do ponto de vista da operação. A flexibilidade pode trazer ganhos económicos, que podem ser tanto maiores como maior for este recurso. O aumento da flexibilidade pode ser feito, como foi visto, através da incorporação de sistemas de armazenamento de energia por exemplo.

2.3 Tecnologias de Autoprodução

Para substituir os combustíveis fósseis a UE precisa de um aumento significativo na percentagem de energia produzida a partir de fontes renováveis [51]. Sendo que as tecnologias mais usadas são as energias solar e eólica, existindo previsões que em Portugal estas duas poderão vir a representar 70% da energia produzida em 2050 [51]. Na sequência das alterações climáticas e da necessidade de redução das emissões de CO_2, tem-se verificado um aumento do investimento em novas fontes de produção de energia com base em fontes renováveis. Neste campo podemos ver progressos notáveis na eficiência e viabilidade económica da energia solar. Ao longo da última década a tecnologia tornou-se mais competitiva, segundo os últimos dados, o LCOE, uma média ponderada da escala de utilidade, poderá já ter descido para valores de 0.039 USD/kWh, para energia solar fotovoltaica, em 2021 [60].

Numa refinaria é ainda relevante a cogeração devido ao uso da energia térmica que esta instalação industrial faz, sendo uma parte importante do processo de fabrico de outros produtos. Ou seja a sua importância prende-se não só com a geração de energia elétrica mas também com a utilização do calor.

2.3.1 Cogeração

A cogeração define-se como um processo de produção e utilização combinada de eletricidade e calor, proporcionando o aproveitamento de mais de 70% da energia térmica proveniente dos combustíveis utilizados nesse processo [61] [62]. A utilidade da cogeração apresenta-se quando a energia térmica produzida é aproveitada, sendo este um requisito para a classificação como tal [62]. A energia térmica pode ser aproveitada através do vapor, óleo térmico, água quente ou ar quente [62]. No caso do uso desta energia sob a forma de frio estamos perante um processo de Trigeração [62].

Uma vez que neste processo há um aproveitamento de energia elétrica e térmica a partir do mesmo combustível existem reduções a nível de emissões [61] [62]. Esta redução de emissões é também reflexo da diminuição de perdas quando a instalação se encontra perto do local de consumo, levando a um maior aproveitamento [61] [63]. Os setores mais adequados para a implementação destes sistemas são indústrias que façam uso intensivo desta energia térmica, por exemplo, a refinação, a química, cerâmica, têxtil e alimentar [62].

2.3.1.1 Tecnologias de Cogeração

As diferentes tecnologias de cogeração distinguem-se pelo tipo de máquina térmica e pelo combustível:

- **Turbina a Gás**: estas turbinas operam no ciclo de Brayton, onde o air é sugado para o compressor enquanto a temperatura e a pressão são aumentadas [64] [65]. As turbinas podem funcionar em ciclo simples ou ciclo combinado. Estes sistemas são normalmente constituídos pela entrada de ar, compressor, câmara de combustão, exaustão, saída para os gases e pela turbina, como se pode ver na Figura 2.18.

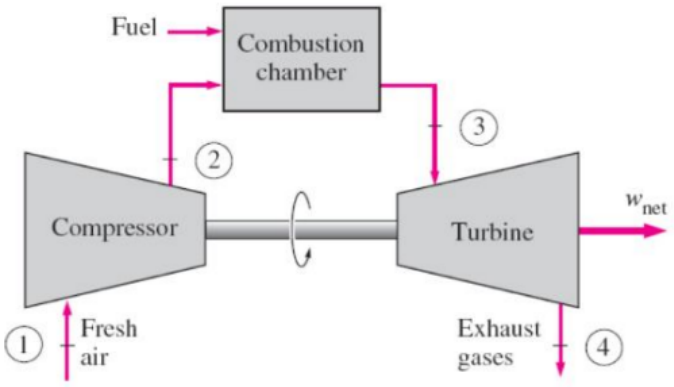


Figura 2.18: Ciclo de Turbina a Gás (Retirado de [63])

- **Turbina a Vapor**: é considerada a tecnologia mais antiga com cerca de 100 anos [64]. A capacidade destas turbinas pode ir de 50kW até centenas de MWs [64]. O ciclo termodinâmico é o Rankine, consiste numa fonte de calor e numa caldeira, que converte água em vapor a alta pressão [64] [65]. Estes sistemas são geralmente constituídos por uma caldeira, uma turbina a vapor, um condensador e uma bomba de água [64], como se ilustra na Figura 2.19. O calor é obtido através da retirada de vapor [65]

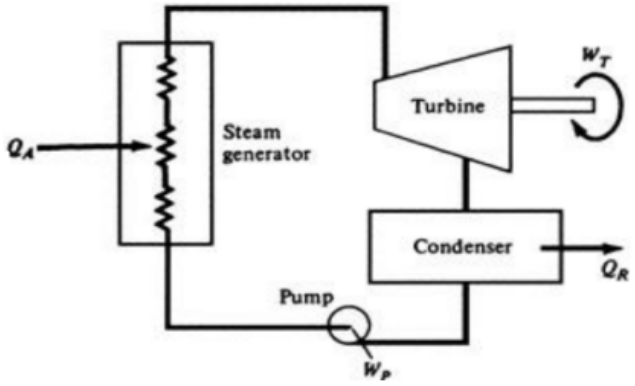


Figura 2.19: Ciclo de Turbina a Vapor (Retirado de [64])

- **Ciclo Combinado**: consiste na combinação de uma turbina a vapor com turbinas a gás, o que aumenta a eficiência do ciclo [65]. O ciclo termodinâmico é a combinação de dois ciclos, com o mesmo fluído e com duas temperaturas de funcionamento diferentes [64], como se pode ver na Figura 2.20.

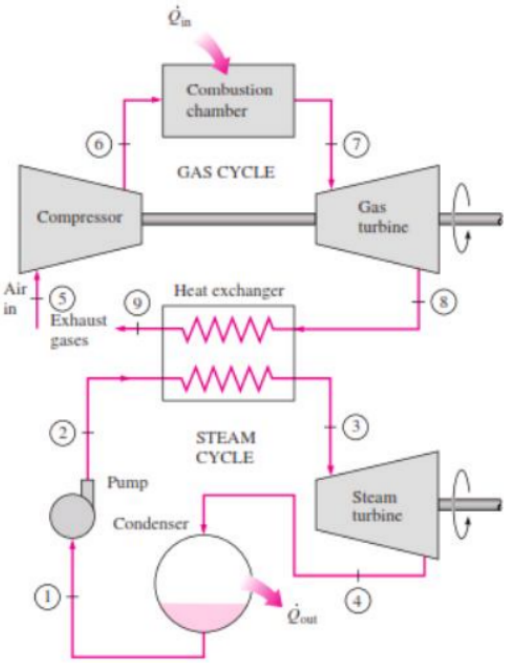


Figura 2.20: Ciclo Combinado (Retirado de [64])

- **Motor de Combustão Interna**: existem dois tipos: de explosão, que operam com gás natural normalmente, e de ignição por compressão que operam com diesel [66]. Os primeiros são mais usados devido às variadas formas de recuperação de calor [66]. Os ciclos termodinâmicos são respetivamente o de Otto e o Diesel [62]. O esquema do ciclo de uma turbina deste tipo pode ser encontrado na Figura 2.21.

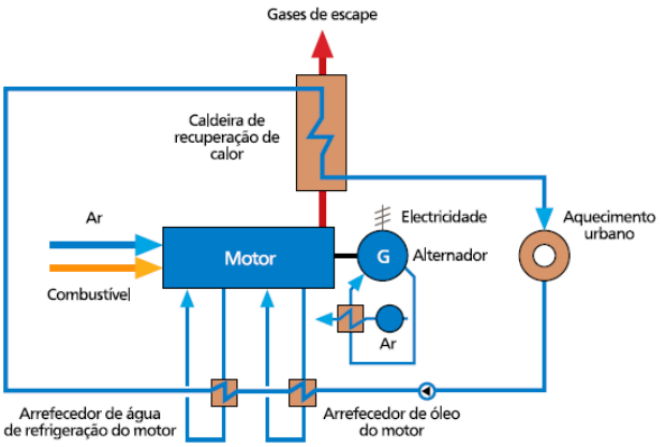


Figura 2.21: Sistema de Cogeração com recurso a um Motor de Combustão Interna (Retirado de [62])

- **Tecnologias Emergentes**: dentro desta categoria destacam-se as microturbinas e as pilhas de combustível. Nestas primeiras a maior diferença relativamente às turbinas convencionais é o seu tamanho [66].

  – **Pilhas de Combustível (ou *fuel cells*)**: esta tecnologia funciona de modo completamente diferente das anteriores [67]. O seu funcionamento será descrito em mais detalhe na secção 2.5.3. Estas pilhas são usadas geralmente para geração de energia em dispositivos portáteis (menos de 100 W); para geração de energia elétrica por módulos podendo atingir a ordem dos MW e para uso em veículos [68].

O resumo das eficiências de cada um dos ciclos convencionais é apresentado na Figura 2.22.

Ciclo	Otto ou Diesel*	Rankine**	Brayton***	Combinado****
Termelétrico	40 a 46%	30 a 45%	30 a 45%	57%
Cogeração	**62%**	**50%**	**70 a 75%**	**> 70%**

* Uso Mecânico, Utilizado usualmente para motores
** Converte calor em trabalho: motores a vapor e caldeiras
*** Utilizado para turbinas a gás
**** Associação de turbinas a gás e vapor

Figura 2.22: Eficiências dos ciclos (Retirado de [69])

A importância da cogeração não se cinge à produção de energia mas também ao calor que este processo fornece. Uma vez que a refinaria de Sines necessita do calor para o seu funcionamento é importante estudar a cogeração, tanto na configuração atual como considerando possíveis alternativas. A introdução da cogeração na refinaria permitiu uma maior eficiência energética e uma menor emissão de gases com efeito estufa.

2.3.2 Energia Solar Fotovoltaica

No contexto da transição energética a energia solar fotovoltaica é considerada uma alternativa limpa e sustentável com potencial para ser uma ferramenta na transição energética [70]. Como tal estas tecnologias têm crescido e sido promovidas em diversos setores [71] [72] [73], sendo a segunda tecnologia renováveis mais desenvolvida, apenas atrás da energia eólica [74]. Como consequência os custos das instalações deste tipo têm diminuído, apresentando um decréscimo de 7% no seu LCOE entre 2019 e 2020 [72]. O LCOE tem vindo continuamente a descer [75], como é possível ver na Figura 2.23. O valor da instalação é atualmente de cerca de $883/kW [72], sendo que o tempo médio de vida tem vindo a aumentar com instalações a operar com 35 anos ou mais [76]. Os custos de operação e manutenção tem vindo a cair, situando-se atualmente nos $17/kW anuais [76].

2.3.2.1 Tecnologias Fotovoltaicas

Existe um largo espetro de tecnologias solar fotovoltaicas, com diversas companhias a manufaturar painéis com características distintas [70]. As tecnologias mais proeminentes são:

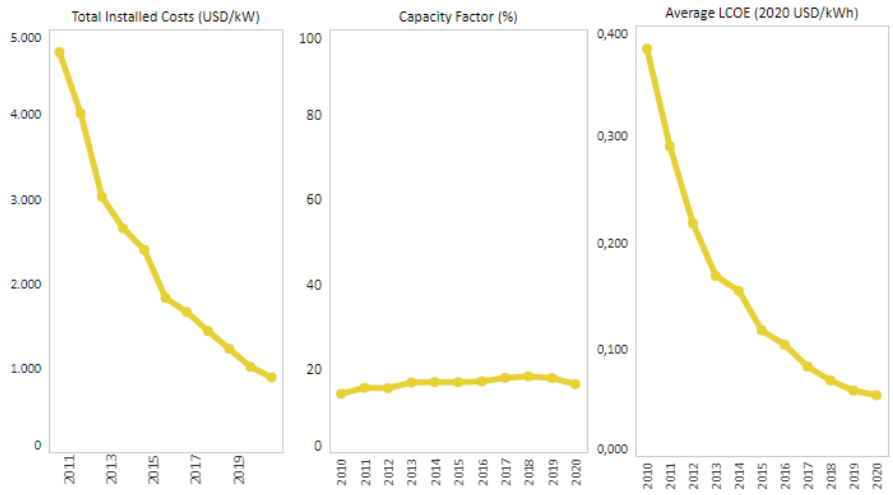


Figura 2.23: Preços e Capacidade da Tecnologia Fotovoltaica (Retirado de [75])

- *Crystalline silicon* (c-Si): tecnologia dominante no mercado, sendo classificada pela estrutura cristalina das células [71]:
  - *Monocrystalline*: esta tecnologia é muito usada devido à sua eficiência [70] [73], estas células são feitas usando um único cristal de silício [73], tendo um processo mais complexo resultando em custos maiores [73];
  - *Multi-crystalline* ou *poly crystalline*: ao contrário do tipo anterior, estas células são feitas de cristais policristalinos [73], são mais baratas de produzir e menos eficientes [70] [73];
- Tecnologia *thin film*: esta tecnologia usa menos ou nenhum silicone no processo de manufatura [70].
  - *Amorphous silicon* (a-Si)
  - *Cadmium telluride* (CdTe)/*Cadmium sulphide* (CdS)
  - *Copper indium gallium selenide* (CIGS)/*Copper indium* (Di) *selenide* (CIS)
  - *Gallium arsenide*
- Existem outras tecnologias novas como Perovskite, orgânicos ou *dye-sensitive*.

Cerca de 95% dos paíneis produzidos em 2020 foram do tipo c-Si [77]. As quotas de mercado destas tecnologias encontram-se representadas na Figura 2.24, onde o verde representa as películas, o azul escuro silício multicristalino e o azul claro o silício monocristalino.

Os fatores que mais afetam a eficiência do painel solar, descontando o material de que são compostos, são [73]:

- Direção: para painéis que tem posição fixa, com a direção a sul a ser geralmente a melhor;
- Ângulo de inclinação: preferivelmente de acordo com a latitude;

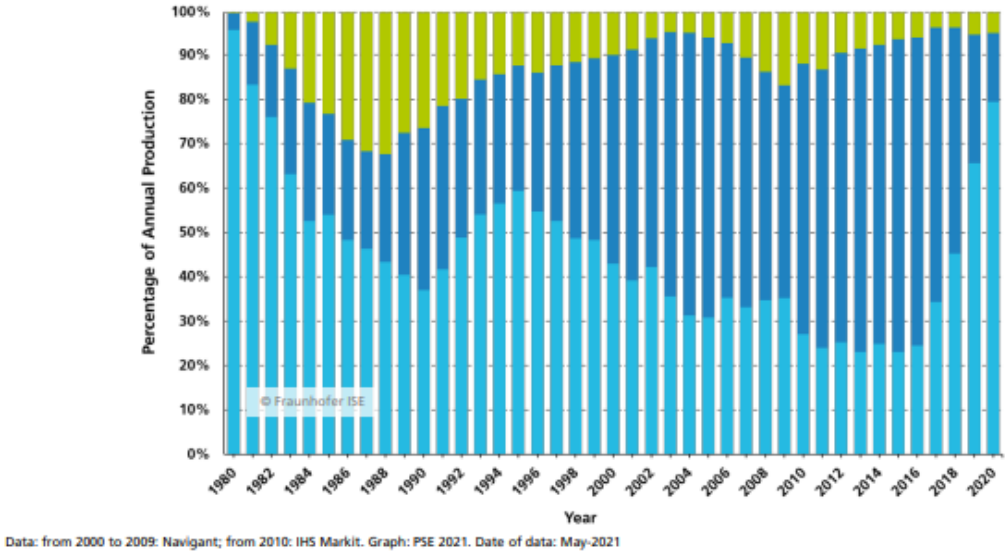


Figura 2.24: Percentagem da Tecnologia Fotovoltaica (Retirado de [77])

- Sombreamento: qualquer sombra pode afetar a saída do painel, é necessário garantir a colocação dos painéis de modo a assegurar que não há sombras;
- Temperatura: quanto maior a temperatura, menor é a eficiência do painel.

Devido ao potencial atribuído a esta forma de energia renovável a sua tecnologia tem evoluído de forma rápida e contínua [70] [73], sendo possível observar a sua evolução na Figura 2.25. Os valores das tecnologias mais usadas podem ser encontrados na Figura 2.26.

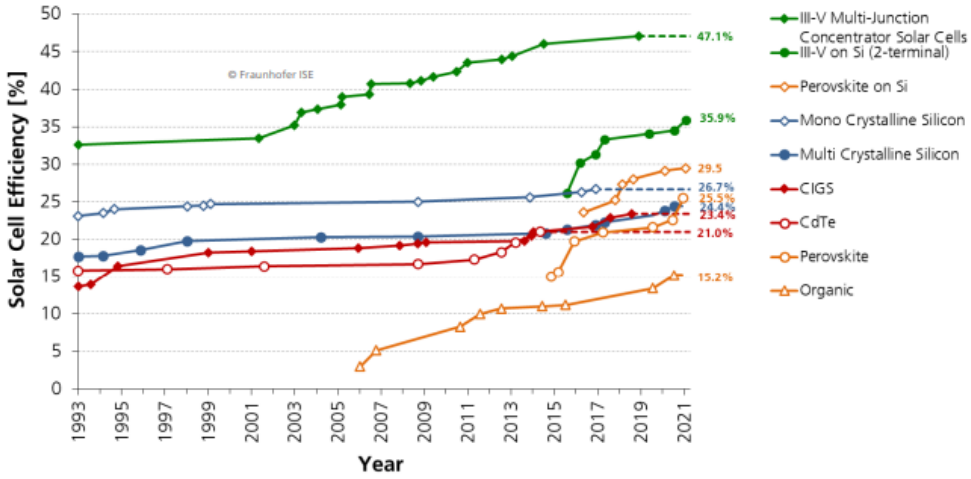


Figura 2.25: Evolução das Tecnologias Fotovoltaicas (Retirado de [77])

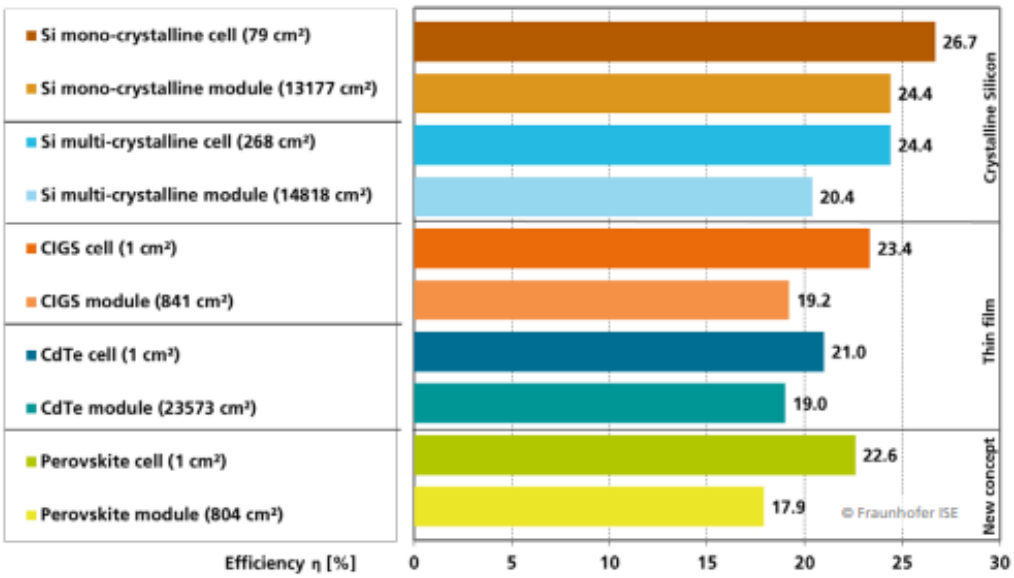


Figura 2.26: Comparação entre a eficiência das Tecnologias (Retirado de [77])

Além disso, o LCOE desta tecnologia está previsto diminuir ainda mais como se pode ver na Figura 2.27.

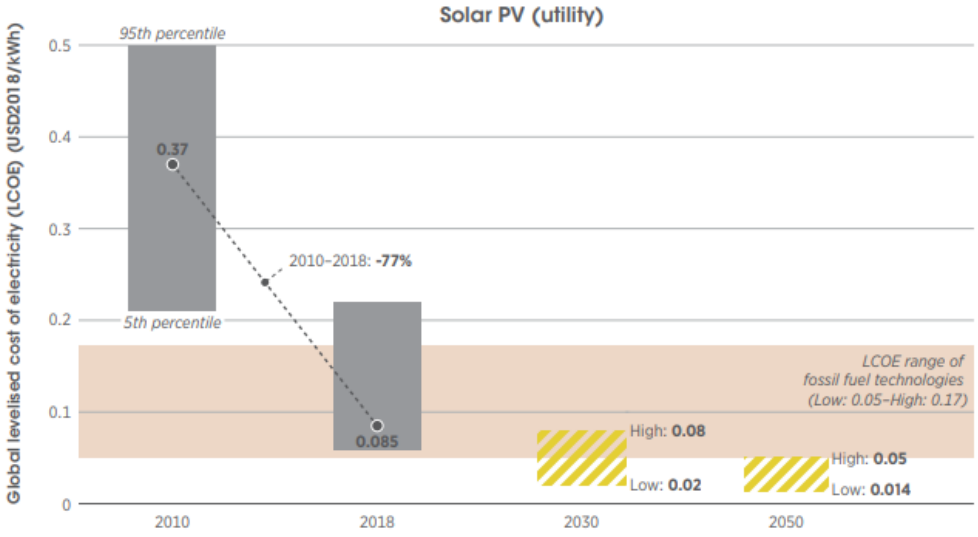


Figura 2.27: Previsão de Evolução do LCOE Fotovoltaico (Retirado de [78])

A importância da energia renovável é indiscutível para o caso de estudo, tanto para a produção de energia elétrica como para o uso desta noutros subprodutos como o hidrogénio verde. Será necessário averiguar qual a alternativa mais proveitosa, se a instalação de produção fotovoltaica na refinaria de Sines, se a aquisição com garantias de origem desta produção renovável noutro local.

2.3.3 Energia Eólica

Analogamente à energia vista anteriormente o potencial da energia eólico é considerado alto, tendo a capacidade instalada vindo a crescer ao longo dos últimos anos [79] [80] [81]. Como tal os custos de instalação desta tecnologia tem vindo a decrescer [72] como é possível observar na Figura 2.28.

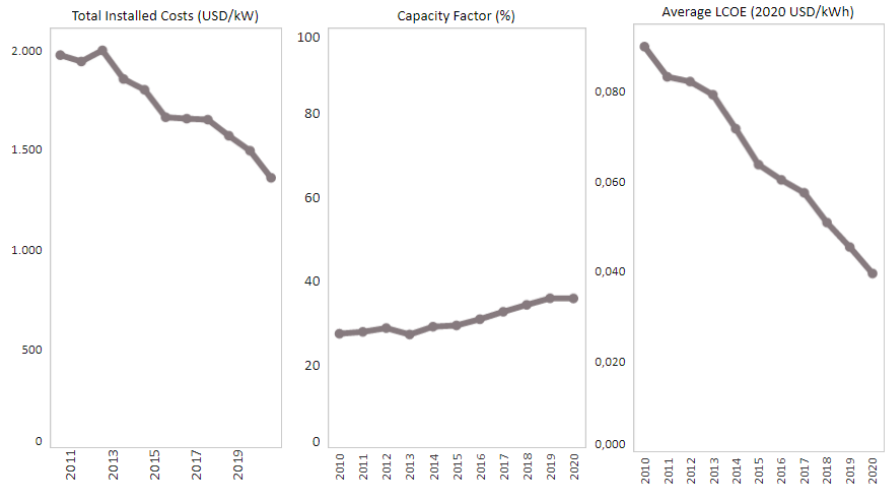


Figura 2.28: Preços e Capacidade da Tecnologia Eólica (Retirado de [82])

2.3.3.1 Tecnologia Eólica

A tecnologia eólica pode ser encontrada numa variedade de tamanhos e configurações, sendo necessário adequar cada tecnologia e configuração para as características do local [72] [80]. Na Figura 2.29 é possível constatar a relação entre a capacidade do projeto, o seu LCOE associado à evolução temporal.

Um dos componentes chave no sistema de conversão é a turbina eólica ou rotor, que suporta a captura de energia cinética do vento e a transforma em energia mecânica. O seu design e tamanho têm um impacto significativo na energia gerada [83]. As turbinas eólicas são maioritariamente classificadas pelos seguintes aspetos: eixo de rotação, tipo de gerador, velocidade de rotação e controlo usado. A melhor combinação de modo a retirar a maior potência possível está dependente das características da localização [84].

O eixo da turbina pode ser horizontal (HAWTs) ou vertical (VAWTs), sendo que tipicamente é mais usado o primeiro. O motivo desta escolha é o facto de que as HAWTs possuem uma maior eficiência e volume de energia produzida comparativamente com as VAWTs [85]. Sendo assim geralmente é menos dispendiosa a utilização de HAWTs. No entanto, as VAWTs têm as suas vantagens, nomeadamente a produção de energia com velocidades do vento inferiores e menor poluição sonora [83].

Uma turbina eólica é constituída pelas pás, a *nacelle*, o rotor, uma torre, uma caixa de velocidades e um gerador.

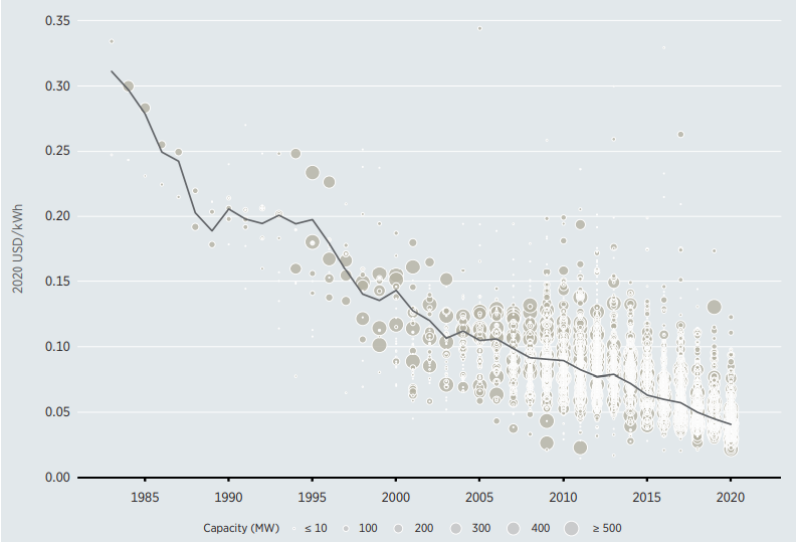


Figura 2.29: Relação entre o LCOE, capacidade e evolução temporal (Retirado de [82])

- O rotor é constituído pelas pás. Convencionalmente usam-se três pás mas existem também turbinas eólicas com duas pás, cuja vantagem é o menor peso [83];
- A nacelle encontra-se no topo da torre e está unida ao rotor, contendo as principais partes da turbina. Esta roda de acordo com a direção do vento de maneira a produzir o máximo de energia [83];
- A torre é a estrutura que suporta todos os componentes. Normalmente uma maior altura leva a uma maior velocidade e quantidade de vento [83];
- A caixa de velocidades converte as velocidades baixas do rotor em velocidades superiores de modo a tornar o gerador funcional [83];
- O gerador converte a energia mecânica do rotor em energia elétrica;

A escolha do sistema de conversão depende de quatro categorias principais, o alinhamento do eixo, o tipo do gerador, velocidade de rotação e tipo de controlo [84].

Relativamente às HAWTs, a maioria dos fabricantes deste tipo de tecnologia usa geradores assíncronos de indução com 6 pólos, enquanto que outros usam geradores síncronos [86]. A vantagem de usar grandes geradores síncronos é a variabilidade da produção de potência reativa que leva a um melhor controlo da tensão [86].

As previsões para a evolução do LCOE desta tecnologia podem ser encontradas na Figura 2.30.

2.4 Garantias de Origem

No contexto da transição energética, promovendo o uso de energia proveniente de fontes renováveis e incentivando a transparência, foram criada as garantias de origem (GO) pela UE [88]. As

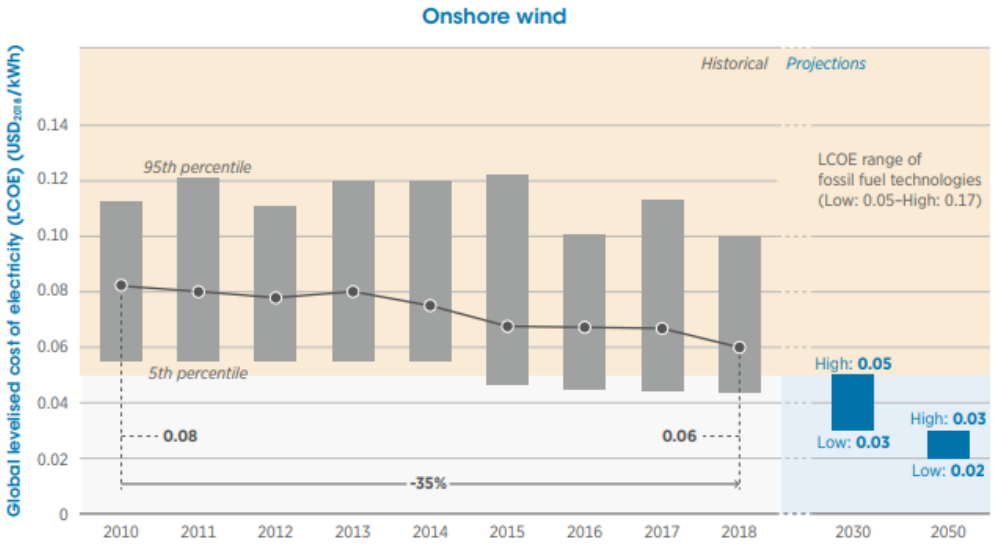


Figura 2.30: Previsão de Evolução do LCOE Eólico (Retirado de [87])

GO são certificados que comprovam que a energia provém de facto de fontes de energia renovável e de que tecnologia [88] [89]. Estas garantias que certificam a origem dão ainda um valor extra à energia, cuja valoração varia de país para país. O funcionamento e lógica por detrás das GO pode ser observado na Figura 2.31.

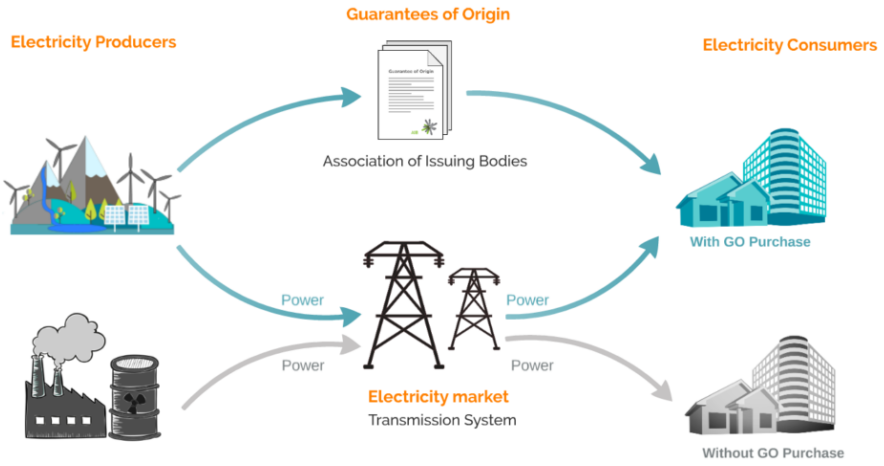


Figura 2.31: Mecanismo de Funcionamento das Garantias de Origem (Retirado de [90])

Este mecanismo implementado na UE requer que os estados membros garantam a atribuição destas licenças a produtores de energias renováveis e a outros que cumpram requisitos específicos [88]. O standard é a emissão de garantia por cada 1 MWh [88]. Sendo que cada unidade apenas pode corresponder a uma GO e deverá ser considerada apenas uma vez [88].

O uso das GO tem de ser feito até 12 meses após a produção da unidade de energia correspondente, sendo que a garantia é cancelada após o seu uso [88] [89].

Em Portugal a entidade responsável pela emissão das GO é a REN (Redes Energéticas Nacionais) através da EEGO (Entidade Emissora De Garantias de Origem) [89], sendo esta supervisionada nesta atividade pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Estão previstas três variantes destes documentos [89]:

- Energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis;
- Energia para aquecimento e arrefecimento produzida a partir de fontes de energia renováveis;
- Energia elétrica produzida em instalações de cogeração que operem em regime eficiente ou de elevada eficiência.

Dentro deste âmbito existem ainda leilões de GO. A SU Eletricidade, CUR (Comercializador de Último Recurso), é a entidade responsável pela colocação em mercado, no leilão, das GO [91]. O OMIP é a entidade responsável pelos leilões, gere a participação e operacionalização dos leilões [9]. São leiloadas as GO da energia elétrica produzida em Portugal a partir de fontes renováveis que beneficiem de um regime de apoio ao preço ou incentivo ao investimento ou que seja produzida ao abrigo de um contrato de aquisição de energia (CAE) ou de um acordo de cessação antecipada de um CAE [9].

Ambos os métodos de atribuição e aquisição das GO estao representados de forma esquemática na Figura 2.32.

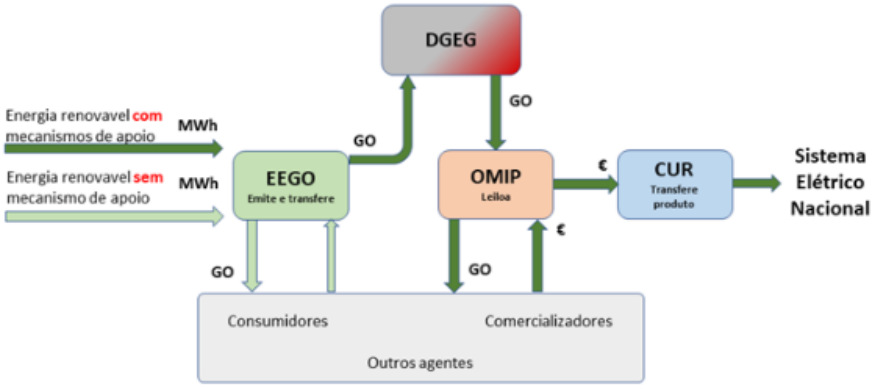


Figura 2.32: Mecanismo de Atribuição e Leilão das Garantias de Origem (Retirado de [91])

As garantias são utilizadas pelas comercializadoras de modo a comprovar a percentagem de energia renovável transacionada e utilizada, bem como em alguns casos, para o consumidor comprovar de onde provêm a energia [88].

As GO são assim fundamentais para comprovar a origem da energia e certificar eventuais produtos produzidos com recurso a essa energia como verdes. Nomeadamente certificar a energia utilizada para produção de hidrogénio. Para a indústria permite ainda dar cumprimento ás suas metas de sustentabilidade e valorizar a sua produção de energia elétrica. No caso concreto da

Refinaria de Sines, e no caso de esta importar esta mesma energia, permite ainda a certificação da energia utilizada para produção de hidrogénio de modo a atribuir-lhe um maior valor.

2.5 Tecnologias de Armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) têm como principal função a conversão de energia elétrica numa outra forma de energia, que pode ser armazenada para voltar a ser convertida em energia elétrica quando necessário [92] [93]. Em suma, os SAE armazenam energia, em qualquer forma, para depois converter em energia elétrica quando necessário [94].

As vantagens óbvias deste tipo de sistemas encontram-se associadas às variabilidades das energias renováveis ou o ganho económico de armazenar energia em períodos em que esta é abundantemente disponível e a sua utilização quando esta é escassa [92] [95]. Outros benefícios decorrentes do uso dos SAE o balanceamento de carga e melhor gestão da rede [94]. Os SAE podem assim ser uma possibilidade para aumentar o grau de flexibilidade [96]. A lista de vantagens incluí [94] [92]:

- Ajuda a satisfazer a procura elétrica em período de pico;
- Gestão de energia em períodos temporais variáveis;
- Diminuição do impacto da intermitência decorrente da geração de energia por fontes renováveis;
- Supressão de demandas de cargas;
- Suporte às *smart grids*;
- Ajuda na gestão da produção distribuída;
- Redução de importação de energia elétrica em períodos de pico.

Os SAE podem ser classificados em 6 tipos, mecânicos, eletroquímicos, elétricos, termoquímicos, químicos e térmicos [94].

Na Figura 2.36 podemos encontrar um resumo das características e diferentes classificações que podem ser dadas aos SAE.

Nos sistemas de armazenamento mecânico existem dois subgrupos, a energia cinética e a energia potencial. Como exemplos dos dois grupos temos no primeiro o volante de inércia, enquanto que no segundo o mais comum é o sistema de bombagem (PHS) [93]. Nesta categoria destaca-se ainda o sistema de ar comprimido (CAES), forma de armazenamento de energia potencial [95].

Os sistemas de armazenamento térmico (TES), armazenam energia como calor sensível ou calor latente. Sendo que a energia é obtida através do aquecimento do meio de armazenamento com ou sem mudança de fase, consoante o tipo de calor [95].

Energy input	Energy output	Conversion process classification	Storage classification	
Electricity	Electricity	Power-to-Power	Electricity	Mechanical Energy Storage
			Energy	Electrochemical Energy Storage
			Storage	Electrical Energy Storage
Electricity	Thermal Energy	Power-to-Thermal	Thermal Energy Storage	
Thermal Energy	Thermal Energy	N/A		
Electricity	Gaseous Fuels	Power-to-Gas	Chemical Energy Storage	
Electricity	Liquid Fuels	Power-to Liquids		
Solar Thermal Energy	Gaseous/Liquid Fuels	Solar-to-Fuels		

Figura 2.33: Resumo de SAE (Retirado de [96])

Na categoria das tecnologias de armazenamento eletroquímico podemos encontrar as baterias convencionais e as baterias de fluxo que tem um processo semelhante. Dentro deste grupo podemos encontrar as baterias de Iões de lítio (Li-Ion) [95].

O grupo de armazenamento elétrico destaca-se pois é o único sistema de armazenamento em que a energia é armazenada na forma de energia elétrica ou eletromagnética, sem transformação de energia para outras formas de energia [95]. Dentro deste grupo podemos encontrar os supercondensadores (SMES), que têm uma rápida resposta, alta densidade de potência, baixa perda de potência, baixo tempo de descarga, carga ilimitada e longevidade. São no entanto bastante dispendiosos e sensíveis a alterações ambientais [95].

No campo das tecnologias de sistemas de armazenamento químico existem ainda as células de combustível (FC) que convertem a energia química do hidrogénio e ar em energia elétrica através da eletrólise [95]. Nesta categoria podemos ainda encontrar sistemas de armazenamento de biomassa e de armazenamento de gás. Este último incluí principalmente metano e hidrogénio.

Na Figura 2.34 podemos observar a relação entre a eficiência e a vida útil dos diversos SAE mencionados.

2.5.1 Caraterísticas Técnicas

De modo a melhor selecionar a tecnologia que mais se adequa ao nosso caso é necessário considerar as caraterísticas de cada um destes SAE:

- Potência Nominal;
- Energia Nominal;

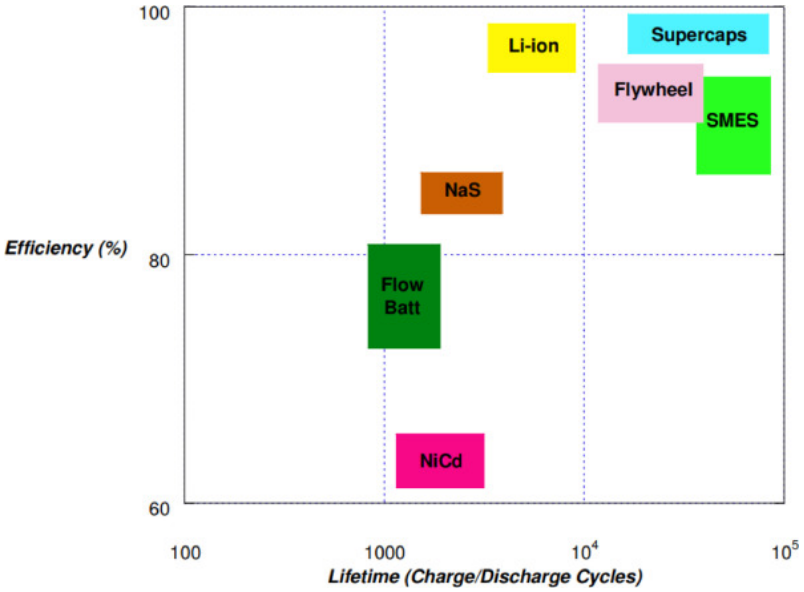


Figura 2.34: Relação entre a eficiência e tempo de vida dos SAE (Retirado de [97])

- Tempo de Descarga;
- Tempo de Resposta;
- Descarga Diária;
- Período de Armazenamento Ideal;
- Eficiência;
- Tempo de Vida;

A comparação entre os diversos SAE e a relação entre a sua capacidade e descarga pode ser observada na Figura 2.35.

Para efeitos de pesquisa para esta dissertação os SAE de interesse para esta revisão bibliográfica são os químicos, o *Power-to-Gas* que inclui o hidrogénio, e os elétricos/eletroquímicos consoante a classificação. Esta seleção pode ser explicada pelo aproveitamento da produção a ser instalada na Refinaria de Sines. Assim, a Figura 2.36 resume as caraterísticas anteriores para estes dois grupos.

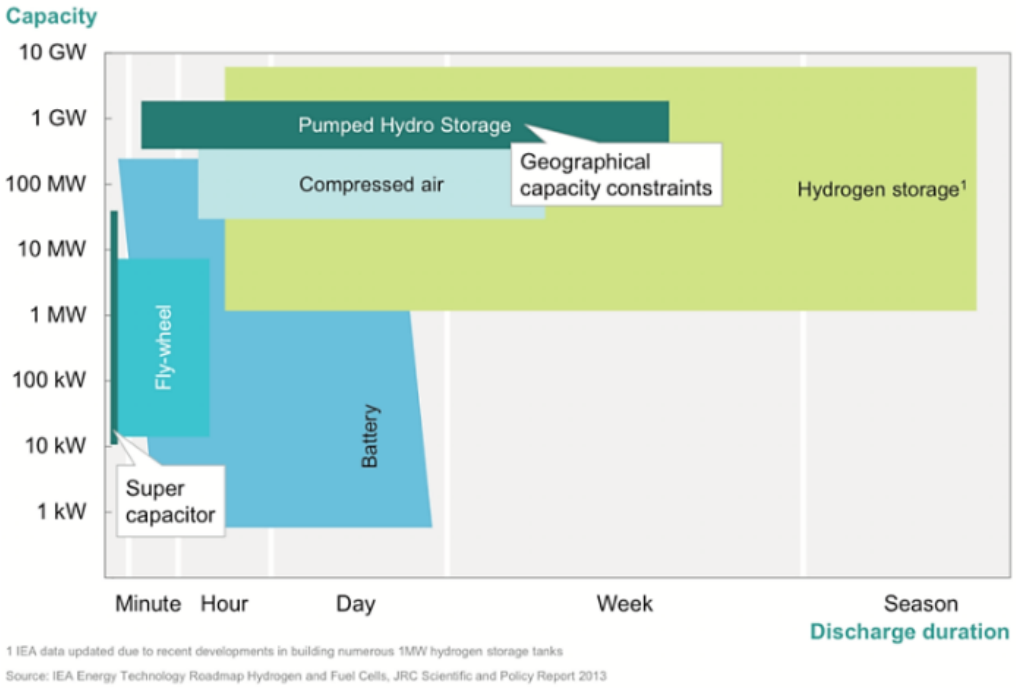


Figura 2.35: Relação Capacidade/Descarga (Retirado de [98])

Tecnologia		Potência Nominal (MW)	Energia Nominal (MWh)	Tempo de descarga	Tempo de resposta	Duração de armazenamento	Tempo de vida (anos)	Densidade de Potência (W/L)	Densidade de Energia (Wh/L)	Perdas (%/dia)	Eficiência (%)	Maturidade	Custos Potência (€/kW)	Custos Energia (€/kWh)	Custos de Operação Manutenção (€/kW por ano)
Sistemas de Bombagem	Convencional	100-5000 1000-3000	1000+	1-24+h	mins; ~3-10min	h-meses	30-60	0,1-0,2 0,5-1,5	0,5-1,5 0,2-2	0,005-0,02	65-85	Madura	538-1793	4-90	2-8
Sistemas de Ar Comprimido		5-300 100-3000 50-350	1-100+ 1000+	1-24+h	s-min	h-meses	20-40	0,2-0,6 0,5-2	2-6 3-6	0,003-0,03	41-75 60-90	Desenvolvida (D-CAES); Demonstração (A-CAES)	359-717 627-896	2-107 77-116	2-3 2-4
Volante de Inércia		0-0,25 0-10	0,01-5	s-min	ms-s	s-min	15-20	1000-2000	20-80 0,3-400	50-100	75-95 80-90	Desenvolvida	224-314	896-4482	4-5
Baterias Convencionais	Chumbo-ácido	0,001-50	0,1-100	s-h	ms	min-dias	5-15	10-700	50-90	0,033-0,3	70-90	Madura	174-533	179-359	3-21
	Níquel-Cádmio	0,001-40	~0-1,5	s-h	ms	min-dias	10-20	500-3000	60-150	0,067-0,6	60-73	Desenvolvida	231-292	717-1345	3-22
	Li-ion	0,01-50	~0-0,5	min-h	ms	min-dias	5-15	1300-10000	200-500	0,1-0,3	85-95 90-97	Madura	133-3550	123-3372	2-102
	Sódio-Enxofre	0,05-50	~0-100	s-h	ms	s-h	10-15	120-160	150-250	0,05-20	70-90	Desenvolvida	182-2662	269-448	2-45
Baterias de Fluxo	Vanádio Redox	0,005-7	~0-10	s-10h	ms	h-meses	5-15	0,5-2	16-33	0,2	60-85	Desenvolvida	289-1332	134-896	3-42
	Zinco-Bromo	0,05-2	~0-4	s-10h	ms	h-meses	5-10	1-25	30-60	0,24	60-75 75-85	-	134-666	158-644	3-6
Supercondensadores		0,001-10	~0-0,01	ms-h	ms	s-h	10-20	10000	10-30	20-40	85-95	Demonstração	89-710	269-1793	1-5
Supercondutores magnéticos		0,01-1	~0-0,1	ms-min	ms	min-h	15-20	1000-4000	0,2-2,5	10-15	80-90	Demonstração	179-314	896-8964	-
Hidrogénio		0,1-1000+	100-1000+	1-24+h	s-min	h-meses	20-30	>500	500-3000	0	35-40 20-50	Diferentes Graus de Maturidade	444-3952	1-9	14-40
Térmico	Calor Latente	0,001-1	-	-	-	h-dias	-	-	100-370	-	75-90	-	5378-13446	9-45	-
	Calor Sensível	0,001-10	-	-	-	dias-meses	-	-	25-120	-	75-100	-	3048-4034	0,1-9	-

Figura 2.36: Principais caraterísticas de diferentes tecnologias de SAE (Retirado de [99])

2.5.2 Hidrogénio

O hidrogénio não é uma fonte de energia mas sim um vetor energético, podendo ser produzido através de variadas tecnologias e fontes de energia [100]. O seu uso não implica emissões, no entanto pode ter uma intensidade carbónica mais ou menos elevada devido ao seu processo de produção [100]. Os usos atuais do hidrogénio incluem a sua utilização como matéria prima para a produção de diversos sub-produtos como o metano ou o amoníaco [101]. O uso do hidrogénio aumentou de 20 Mt em 1975 para mais de 70 Mt em 2018 [101].

O hidrogénio é um vetor energético versátil com o potencial de atuar em problemas energéticos específicos, sendo a sua importância reconhecida pela comunidade cientifica [17] [102] [103]. O hidrogénio pode atuar como combustível, produto industrial ou como meio de armazenamento [8] [100]. De facto, este elemento é reconhecido como uma opção tecnológica para o armazenamento da energia sem emissões [102]. Tendo a vantagem de poder ser produzido através de qualquer fonte de energia, o seu uso na indústria de refinagem é usualmente proveniente de combustíveis fósseis [103].

As maiores economias mundiais têm desenvolvido planos relativos ao hidrogénio, nomeadamente o Japão, a Alemanha, a Austrália e a UE [101]. O âmbito desses projetos vai desde geração aos usos, passando pela distribuição e armazenamento [101]. Os planos individuais de cada nação relativamente ao hidrogénio e ao seu tipo diferem consoante o seu estado como exportadores ou importadores [101]. À data da publicação do *World Energy Outlook 2021*, 17 governos tinham publicado estratégias relativamente ao hidrogénio com baixas emissões e mais de 20 estavam a desenvolver os seus planos [20].

A UE reiterou a sua intenção de usar o hidrogénio como veículo para a descarbonização no *Green Deal* [25], este elemento é uma prioridade devido às vantagens do hidrogénio, sendo que nesta zona há um uso de 9,7 Mt anualmente [104]. Considerando que há uma correlação entre o decréscimo da procura de produtos petrolíferos e o aumento da procura de hidrogénio, este elemento mostra-se importante na transição energética [104].

Em linha com a UE e no contexto nacional, foi criada a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) [105] cujo objetivo é incentivar o uso do hidrogénio verde no setor energético, criando uma economia de hidrogénio em Portugal. Uma vez que o nosso país beneficia de bons recursos renováveis, a sua estratégia incide apenas no hidrogénio verde [17]. O EN-H2 apresenta ainda as perspectivas de evolução a curto, médio e longo prazo para o hidrogénio, estabelecendo os seguintes objetivos [105]:

- 10 % a 15 % de injeção de hidrogénio verde nas redes de gás natural;
- 2 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do setor da indústria;
- 1 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte rodoviário;
- 3 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte marítimo doméstico;
- 1,5 % a 2 % de hidrogénio verde no consumo final de energia;

- 2 GW a 2,5 GW de capacidade instalada em eletrolisadores;
- Criação de 50 a 100 postos de abastecimento de hidrogénio.

O governo português aponta ao hidrogénio variadas vantagens e classifica-o como um vetor fundamental para a descarbonização [105], devido às vantagens apresentadas na Figura 2.37.

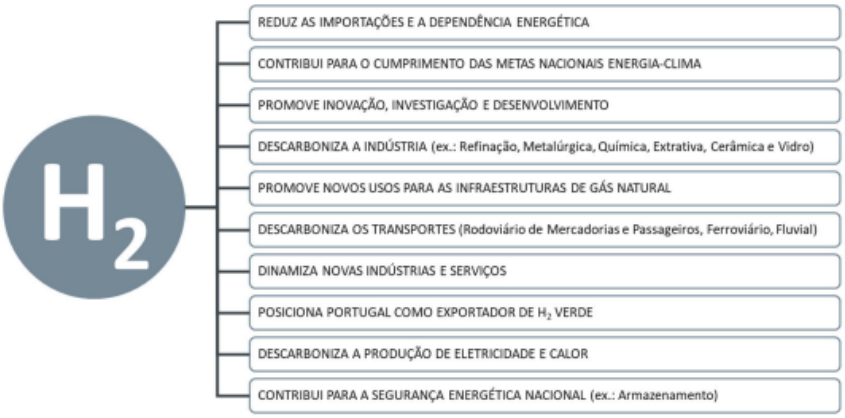


Figura 2.37: Posição do Governo português sobre o hidrogénio (Retirado de [105])

Do ponto de vista da tecnologia existem 3 etapas no ciclo do hidrogénio [8]:

- Produção;
- Armazenamento;
- Transporte e Distribuição;
- Utilização.

2.5.2.1 Tipos de Hidrogénio

O hidrogénio é o elemento mais abundante no universo mas não ocorre naturalmente na Terra, sendo necessária energia para a sua produção [100]. Existem diversos tipos de hidrogénio, caracterizados pelos diferentes processos pelos quais o gás é produzido, sendo estes normalmente organizados por cores que refletem as emissões correspondentes, como está representado na Figura 2.38. Os mais comuns são o cinzento, azul e verde, ordenados por ordem decrescente de emissões [100] [106].

O tipo mais comum é o hidrogénio cinzento [103], sendo a maioria resultante de um processo denominado por "reformação por vapor"(*steam reforming*) [100] [106], com forte libertação de emissões. É produzida uma mistura de hidrogénio e monóxido de carbono, requerendo a remoção do monóxido através da reação de deslocamento água-gás resultando em mais hidrogénio e dióxido de carbono [100]. A razão pela qual este tipo representa a maioria da produção é o seu preço competitivo [102]. No entanto, o seu uso deverá diminuir até ao fim da década [101], considerando que a sua produção tem uma contribuição significativa para o aquecimento global [100].

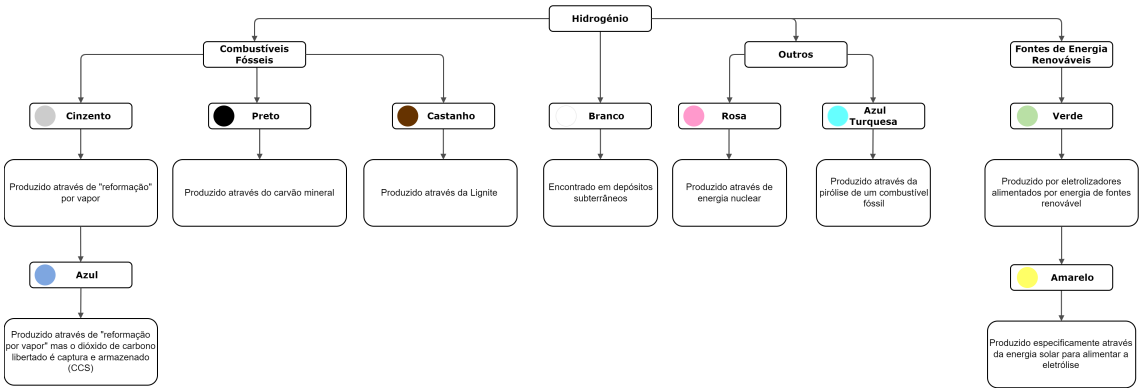


Figura 2.38: Diferentes tipos de Hidrogénio (Baseado em [106])

O hidrogénio azul resulta do mesmo processo mas com um CSS adicionado, ou seja as emissões, ou parte delas são capturadas e armazenadas através do sistema de captura, evitando a libertação da maioria das emissões do processo [101]. Esta solução confere assim uma vantagem do ponto de vista da possibilidade de adaptar instalações já preparadas para a produção de hidrogénio cinzento, com sistemas de CCS [101]. A captura de emissões necessária para tornar um hidrogénio cinzento em azul para algumas fontes é cerca de 70 a 95% [101]. No entanto, não há uma definição estabelecida para a quantidade precisa que é necessário capturar para alterar a sua denominação [100]. Esta produção é considerada pela UE como um passo necessário para atingir menores emissões, sendo uma tecnologia de transição para o hidrogénio verde [107]. O hidrogénio azul tem um custo maior que o cinzento devido ao CCS [100].

O hidrogénio verde é definido como o hidrogénio produzido através da eletrólise da água com energia elétrica gerada por fontes de energia de baixas emissões [100] [105] [108], ou seja, fontes de energia renováveis. Pode ainda ser produzido através da biomassa, processos de gaseificação, conversão bioquímica ou por reformação de gás, desde que as emissões sejam nulas ou muito próximas desse valor [105]. O maior custo neste momento para o hidrogénio verde é o custo da tecnologia necessária para a eletrólise [102]. Devido ao decréscimo dos custos em energia renovável e em eletrólitos está previsto que o hidrogénio verde seja em breve competitivo com o azul e depois mais barato que o cinzento, tornando-se uma alternativa ao gás natural [100]. Na transição energética o hidrogénio verde é considerado um elemento chave uma vez que é o mais limpo, sendo por isso a maior aposta a nível mundial [17] [33]. O único impedimento ao hidrogénio verde é o seu custo mais elevado comparativamente ao hidrogénio cinzento e azul como se pode observar na Figura 2.39. O custo da produção do hidrogénio relaciona-se com o investimento no eletrolizador e o custo da energia [17].

Outro conceito importante é o de hidrogénio com baixas emissões, neste incluem-se geralmente o azul, o verde e o turquesa [17] [20] [44]. O único hidrogénio com emissões zero é o hidrogénio verde [17]. No entanto devido ao estado de desenvolvimento da tecnologia para produção do hidrogénio turquesa quando se fala em baixas emissões atualmente normalmente refere-se ao hidrogénio azul e verde.

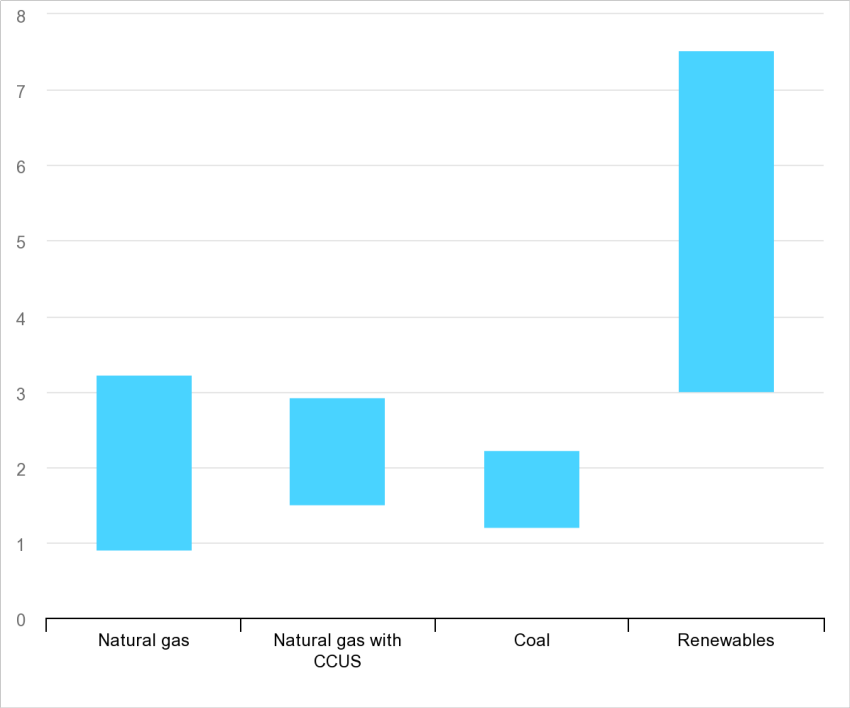


Figura 2.39: Custos de diferentes tipos de Hidrogénio em dollars por kilo (Retirado de [109])

2.5.2.2 Eletrolizadores

A eletrólise é o processo mais relevante para esta revisão bibliográfica uma vez que é de interesse conhecer o processo do hidrogénio verde. Neste processo a água (H_2O) é dividida em hidrogénio (H_2) e oxigénio (O_2) através da indução de uma corrente elétrica [110].

O eletrolizador consiste numa fonte de energia CC e dois elétrodos, um ânodo e um cátodo, separados por um eletrólito [110]. Este último geralmente caracteriza o tipo de célula. As quatro principais tecnologias utilizadas para a produção de hidrogénio verde são:

- *Alkaline Electrolysis Cells* (AEC);
- *Proton Exchange Membrane Electrolysis Cells* (PEM);
- *Solid Oxide Electrolysis Cells* (SOEC);
- *Anion Exchange Membranes Electrolysis Cells* (AEM).

Os tipos mais comuns são o AEC e o PEM, cujas capacidades instaladas correspondiam em 2020, respetivamente, a 176 e 89 MW [103]. SOEC e AEM têm potencial mas no entanto são tecnologias menos desenvolvidas. Cada tecnologia tem as suas vantagens e desvantagens, não existindo uma que seja melhor em todos os campos [17]. O esquemas destes eletrolizadores, bem como vantagens e desvantagens, encontram-se na Figura 2.40. As caraterísticas mais técnicas e informações relativamente aos ânodos e cátodos destes podem ser encontradas na Figura 2.41.

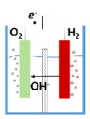
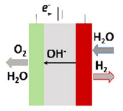
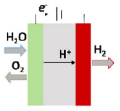
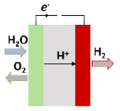
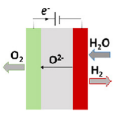
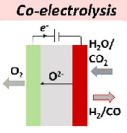
	Low Temperature Electrolysis			High Temperature Electrolysis		
	Alkaline (OH^-) electrolysis		Proton Exchange (H^+) electrolysis	Oxygen ion(O^{2-}) electrolysis		
	Liquid	Polymer Electrolyte Membrane		Solid Oxide Electrolysis (SOE)		
	Conventional	Solid alkaline	H^+ - PEM	H^+ - SOE	O^{2-} - SOE	Co-electrolysis
Operation principles						
Charge carrier	OH^-	OH^-	H^+	H^+	O^{2-}	O^{2-}
Temperature	20-80°C	20-200°C	20-200°C	500-1000°C	500-1000°C	750-900°C
Electrolyte	liquid	solid (polymeric)	solid (polymeric)	solid (ceramic)	solid (ceramic)	solid (ceramic)
Anodic Reaction (OER)	$4OH^- \rightarrow 2H_2O + O_2 + 4e^-$	$4OH^- \rightarrow 2H_2O + O_2 + 4e^-$	$2H_2O \rightarrow 4H^+ + O_2 + 4e^-$	$2H_2O \rightarrow 4H^+ + 4e^- + O_2$	$O^{2-} \rightarrow {}^1/_2O_2 + 2e^-$	$O^{2-} \rightarrow {}^1/_2O_2 + 2e^-$
Anodes	Ni > Co > Fe (oxides) Perovskites: $Ba_{0.5}Sr_{0.5}Co_{0.8}Fe_{0.2}O_{3-\delta}$, $LaCoO_3$	Ni-based	IrO_2, RuO_2, $Ir_xRu_{1-x}O_2$ Supports: TiO_2, ITO, TiC	Perovskites with protonic-electronic conductivity	$La_xSr_{1-x}MnO_3$ + Y-Stabilized ZrO_2 (LSM-YSZ)	$La_xSr_{1-x}MnO_3$ + Y-Stabilized ZrO_2 (LSM-YSZ)
Cathodic Reaction (HER)	$2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^- + 2H_2$	$2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^- + 2H_2$	$4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$	$4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$ $CO_2 + 2e^- \rightarrow CO + O^{2-}$
Cathodes	Ni alloys	Ni, Ni-Fe, $NiFe_2O_4$	Pt/C MoS_2	Ni-cermets	Ni-YSZ Subst. $LaCrO_3$	Ni-YSZ perovskites
Efficiency	59-70%		65-82%	up to 100%	up to 100%	-
Applicability	commercial	laboratory scale	near-term commercialization	laboratory scale	demonstration	laboratory scale
Advantages	low capital cost, relatively stable, mature technology	combination of alkaline and H^+-PEM electrolysis	compact design, fast response/start-up, high-purity H_2	enhanced kinetics, thermodynamics: lower energy demands, low capital cost		+ direct production of syngas
Disadvantages	corrosive electrolyte, gas permeation, slow dynamics	low OH^- conductivity in polymeric membranes	high cost polymeric membranes; acidic: noble metals	mechanically unstable electrodes (cracking), safety issues: improper sealing		
Challenges	Improve durability/reliability; and Oxygen Evolution	Improve electrolyte	Reduce noble-metal utilization	microstructural changes in the electrodes: delamination, blocking of TPBs, passivation		C deposition, microstructural change electrodes

Figura 2.40: Diferentes tipos de Eletrolizadores (Retirado de [111])

	Alkaline	PEM	AEM	Solid Oxide
Operating temperature	70-90 °C	50-80 °C	40-60 °C	700-850 °C
Operating pressure	1-30 bar	< 70 bar	< 35 bar	1 bar
Electrolyte	Potassium hydroxide (KOH) 5-7 $molL^{-1}$	PFSA membranes	DVB polymer support with KOH or $NaHCO_3$ 1$molL^{-1}$	Yttria-stabilized Zirconia (YSZ)
Separator	ZrO_2 stabilized with PPS mesh	Solid electrolyte (above)	Solid electrolyte (above)	Solid electrolyte (above)
Electrode / catalyst (oxygen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Iridium oxide	High surface area Nickel or NiFeCo alloys	Perovskite-type (e.g. LSCF, LSM)
Electrode / catalyst (hydrogen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Platinum nanoparticles on carbon black	High surface area nickel	Ni/YSZ
Porous transport layer anode	Nickel mesh (not always present)	Platinum coated sintered porous titanium	Nickel foam	Coarse Nickel-mesh or foam
Porous transport layer cathode	Nickel mesh	Sintered porous titanium or carbon cloth	Nickel foam or carbon Cloth	None
Bipolar plate anode	Nickel-coated stainless steel	Platinum-coated titanium	Nickel-coated stainless steel	None
Bipolar plate cathode	Nickel-coated stainless steel	Gold-coated titanium	Nickel-coated Stainless steel	Cobalt-coated stainless steel
Frames and sealing	PSU, PTFE, EPDM	PTFE, PSU, ETFE	PTFE, Silicon	Ceramic glass

Figura 2.41: Resumo das Caraterísticas de diferentes tipos de Eletrolizadores (Retirado de [17])

As AEC são simples e relativamente fáceis de produzir [17], sendo utilizadas em larga escala industrialmente desde 1920 [112], sendo a tecnologia mais antiga [113]. Esta eletrólise opera a uma temperatura baixa [114], de 60 a 80ºC, com hidróxido de potássio e/ou uma solução aquosa de hidróxido de sódio [111] [114] [17]. O eletrólico permite a passagem de iões, tendo no entanto, de ser substituído regularmente [113]. O hidrogénio resultante tem uma pureza de cerca de 99% [111]. A densidade de corrente de operação máxima é inferior a 400 mA/cm^2 e o consumo desta produção é de 4.5 a 5.5 kWh/Nm^3, com uma eficiência de 60% [111]. As suas desvantagens são que a pressão entre o anodo e o catodo tem de ser balanceada e estes eletrolizadores não podem ser acionados rapidamente, sendo assim utilizados normalmente com uma fonte de energia constante [111].

As PEM surgiram comercialmente em 1978 [111]. Tal como as células anteriores estas operam a temperaturas baixas ou em casos especificos a temperaturas elevadas [113] [114]. A eletrolização PEM é baseada na tecnologia de troca de protões através de membrana [111]. Esta tecnologia surgiu no seguimento da anterior e de modo a solucionar alguns dos seus problemas [112] [113]. Comparativamente com as AEC, estas células apresentam elevados níveis de densidade de corrente, maior eficiência, maior simplicidade e acionamento mais rápido [111] [113] [114]. Como desvantagens, esta tecnologia revela-se mais cara do que a anterior devido aos materiais usados [111] e têm um tempo de vida inferior [112].

Os SOEC operam a temperaturas elevadas, o que pode ser interessante quando aliado a uma fonte de calor [110], apresentando uma maior eficiência [17] [111] [112] [113]. Para resistir a estas temperaturas estas células requerem material especial [113], como por exemplo a cerâmica [114]. Esta tecnologia permite ainda a eletrolização da água juntamente com o CO_2, bem como deste combinado com o hidrogénio [113]. Como sub produto deste processo temos o *syngas*, que pode ser processado para obter um combustível sintético [113] [114]. As altas temperaturas do processo degradam o material encurtando o seu tempo de vida [111].

Finalmente, as células AEM são as mais recentes e são pouco comercializadas [17]. Estas células surgiram no seguimento das duas primeiras, AEC e PEM [114]. Apresentam como problemas o custo elevado, baixa condutividade iónica das membranas e suscetibilidade à degradação [114]. O tempo de vida está ainda dependente dos problemas com a estabilidade química e mecânica [17].

Atualmente os custos destas tecnologias para as AFC e PEMF, são, respetivamente, de \$270/kW e \$400/kW para o mínimo de 1 MW e de \$500 a \$1000/kW e \$700 a \$1400/kW para mínimo de 10 MW [17]. Sendo que os custos de operação e manutenção destes dois tipos se situam à volta dos \$50/kW [115].

2.5.2.3 Aplicações do Hidrogénio

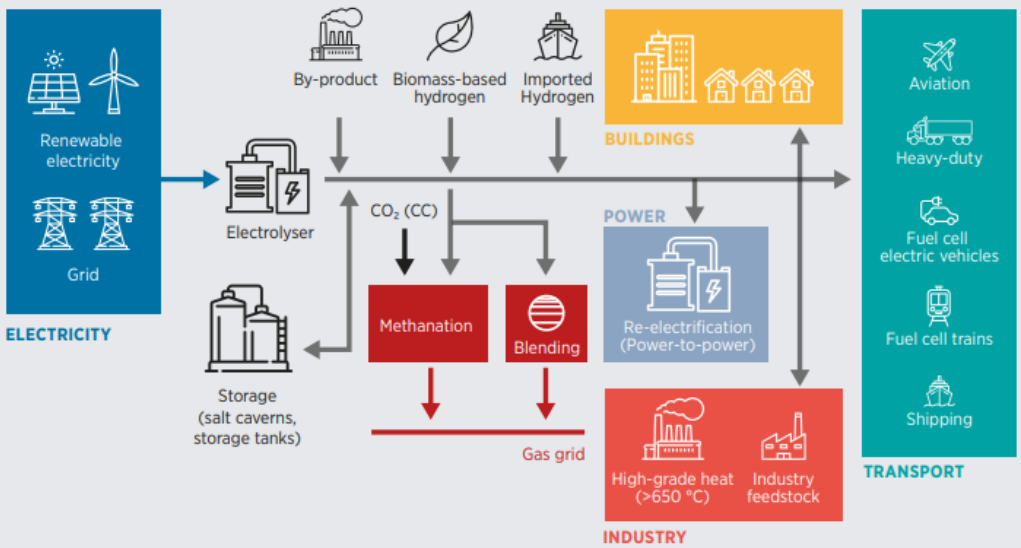


Figura 2.42: Usos de Hidrogénio (Retirado de [60])

Como se pode ver na Figura 2.42 o hidrogénio pode atuar em diversas novas áreas, segundo o *Hydrogen Roadmap Europe* [51], essas áreas são:

- **Energias Renováveis**:

  Devido às suas propriedades o hidrogénio pode ter um papel ainda maior na transição energética, impulsionando o uso de energias renováveis [51]. Tomando partido da sua flexibilidade é possível usar este elemento como vetor para armazenar energia e aumentar a resiliência do sistema [51]. O hidrogénio poderia servir para balancear a variabilidade associada à produção renovável. Este elemento combinado com o amoníaco, que como visto anteriormente pode ser obtido do hidrogénio, poderiam ser usados em turbinas de gás para aumentar a flexibilidade do sistema [109].

- **Transportes**:

  O hidrogénio tem o potencial para descarbonizar o setor, tanto no que toca a veículos terrestres como no setor da aviação.

  O setor dos transportes emite cerca de 1/3 de todas as emissões de CO_2 na UE. O hidrogénio é visto como a opção para a descarbonização mais promissora, podendo ser usada para os veículos cuja eletrificação é difícil ou impossível [51]. Estas dificuldades são justificadas pela necessidade de uma densidade energética alta, custos iniciais elevados e velocidade de carregamento [51].

  Segundo as previsões da UE [51] em 2030 os veículos movidos a hidrogénio (*FCEVs*) podem representar 1 em cada 22 veículos de passageiros, 1 em cada 12 veículos comerciais. Isto representaria uma frota de 3.7 milhões FCVEs e 500,000 FCVEs comerciais, com uma

perspetiva de 45,000 camiões e autocarros *fuel cell* e 570 comboios *fuel cell*, substituindo as compisições movidas a diesel.

O hidrogénio apresenta-se também como a única alternativa para a aviação e o transporte marítimo, onde este elemento e outros combustíveis sintéticos são a única opção realista [51] [109].

- **Aquecimento e energia para edifícios**

  Neste setor é possível a descarbonização substituindo o gás natural pelo hidrogénio ou através do *blending* de hidrogénio no gás natural.

  O uso de gás natural misturado com hidrogénio pode ter um impacto significativo, levando a uma diminuição global das emissões [107]. O maior potencial desta combinação será em edifícios multi-familares e comerciais, com a utilização a longo prazo de hidrogénio nas caldeiras ou através de *fuel cells* [109].

- **Indústria**,

  A descarbonização da indústria com recurso ao hidrogénio pode ser atingida tanto através do ponto anterior como no caso da indústria química substituindo o hidrogénio proveniente de outras fontes ou na indústria do aço [17].

  O maior uso de hidrogénio é na indústria, sendo este usado como matéria prima na produção de produtos petrolíferos, amoníaco, metano e aço [109].

  O impacto na indústria química poderia ser significativo e fácil ao mesmo tempo, uma vez que esta é uma área que usa o hidrogénio para obter outros produtos. Mudando o processo de produção de hidrogénio o impacto final da atividade seria menor [17].

  Na indústria siderúrgica o hidrogénio tem o potencial de contribuir para a descarbonização substituindo o carvão por hidrogénio verde [116].

  A maioria dos usos atuais do hidrogénio são na indústria [109], sendo os seguintes os seus 4 maiores usos [109]:

  - Refinaria (33%);
  - Produção de Amoníaco (27%);
  - Produção de Metanol (11%);
  - Produção de Aço (3%).

- **Nova matéria prima.**

2.5.2.4 Hidrogénio na Refinaria

O maior consumidor de hidrogénio é a indústria da refinagem, estando previsto que se mantenha como tal nos próximos anos [103]. Cerca de 2/3 do hidrogénio consumido por esta atividade

é produzido no local, sendo o seu uso responsável por cerca de 20% das emissões das refinarias [109].

Os usos do hidrogénio em refinarias são chamados hidroprocessos, sendo este uso é considerado o maior avanço tecnológico na refinação durante o século XX [117]. Estes processos podem distinguir-se por *destructive hydrogenation* e *nondestructive hydrogenation*. O primeiro grupo incluí o *hydrotreating*, e é geralmente usado para melhorar o produto final sem alterações ao ponto de ebulição do produto final [117]. O segundo grupo, que incluí o *hydrocracking*, altera o produto com condições de processamento e o uso de altas pressões de hidrogénio para minimizar reações de polimerização e condensação do produto [117].

Os processos nos quais o hidrogénio é mais comummente usado são o *hydrotreatment* e o *hydrocracking* [109] [117]. Sendo que o primeiro é usado para remover impurezas e o segundo para valorizar os produtos [109] [117].

Exemplos da quantidade de processos onde o hidrogénio pode ser usado numa refinaria estão representados na Figura 2.43.

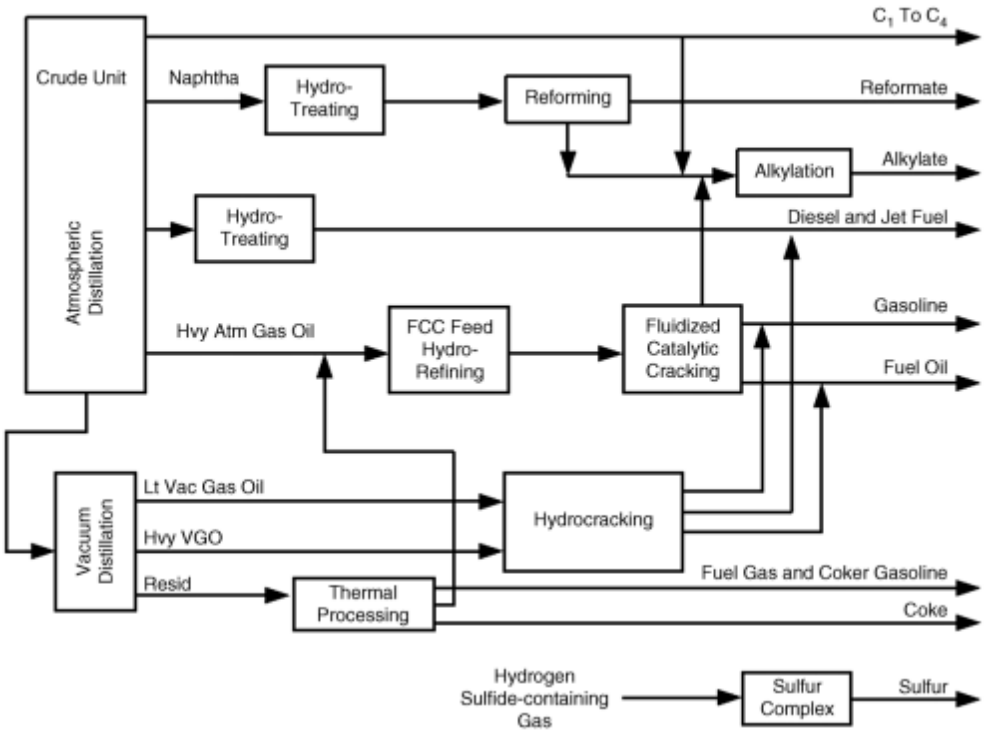


Figura 2.43: Usos de hidrogénio numa refinaria [117])

2.5.2.5 Transporte e distribuição de hidrogénio

O hidrogénio traz novos desafios sobre o seu transporte, sendo como novo combustível, matéria prima ou veículo energético [116].

A sua produção pode ser feita em larga escala perto dos maiores consumidores ou em locais onde o acesso a energia renovável é mais facilitado [116]. A primeira opção pode ser interessante

no entanto é necessário que a rede elétrica se encontre preparada para tal. A segunda opção poderia ser adotada com a vantagem de também conjugar o balanceamento do excesso de fontes de energia renovável [116]. De maneira análoga ao gás natural o hidrogénio pode ser transportado em gasodutos caso a sua produção seja descentralizada.

Outra alternativa é a produção de hidrogénio numa escala menor onde existe a sua procura [116]. Esta alternativa é apontada por diversos estudos como a alternativa mais económica e mais ambiental [118].

2.5.3 Tecnologias de Armazenamento de Hidrogénio

Sendo o hidrogénio um vetor energético químico, composto de moléculas e não só de eletrões, isso traduz-se na maior diferença relativamente à energia elétrica como meio de armazenamento de energia [109]. Esta propriedade permite o armazenamento de energia de forma estável a longo prazo, sendo equiparável ao que é feito hoje com produtos petrolíferos, carvão, biomassa e gás natural [109]. Deste modo, a sua limitada taxa de descarga, ou por outras palavras as perdas durante o armazenamento, é a maior vantagem comparativamente ás baterias e SAE ditos convencionais, ou seja, que armazenam energia elétrica [8] [98].

As vantagens do hidrogénio são que as *fuel cells* requerem menos matéria prima para a sua produção comparativamente com baterias elétricas e motores de combustão tradicionais [51]. Além disso as infraestruturas requeridas para o hidrogénio como combustível são significativamente mais pequenas do que as usadas para carregamentos elétricos [51] [94]. No entanto, o seu uso em larga escala requer também melhoramentos da rede [51].

Os desafios do armazenamento do hidrogénio prendem-se com a sua densidade, que por sua vez requer um tanque de armazenamento maior [97]. Esta propriedade faz com que o armazenamento seja feito na sua forma pura, gás comprimido, como líquido criogénico ou numa fase mista [97].

O funcionamento de um SAE deste tipo pode ser dividido em três fases. A primeira consiste na produção do hidrogénio, sendo o método mais comum e o estudado nesta revisão, a eletrólise. DE seguida é necessário armazenar o hidrogénio. E por fim, é necessário o uso de uma *fuel cell* de modo a utilizar o hidrogénio armazenado para a produção de energia elétrica. O esquema referente a este armazenamento pode ser encontrado na Figura 2.44.

A questão dos eletrolizadores foi já coberta na Secção 2.5.2.2.

O armazenamento do hidrogénio pode ser feito de variadas formas, seja em forma de hidrogénio ou noutros subprodutos, como é possível ver na Figura 2.45. Isto é feito por exemplo na forma líquida, gasosa, em hidretos metálicos ou na forma de amoníaco.

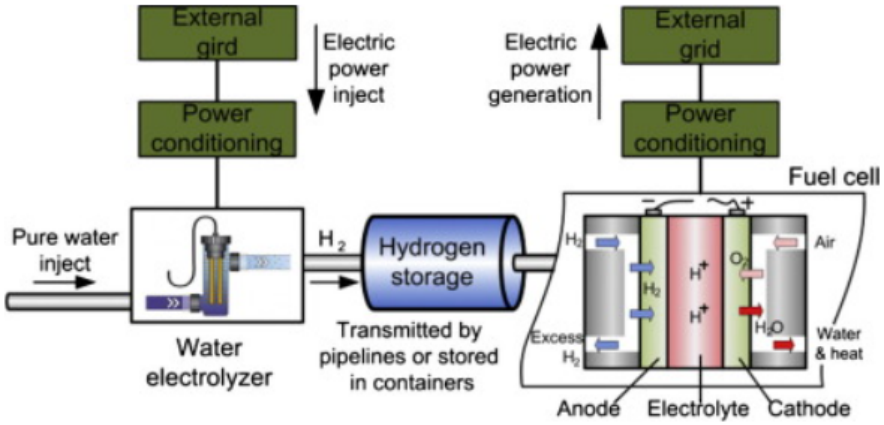


Figura 2.44: Topologia de um SAE de hidrogénio [94])

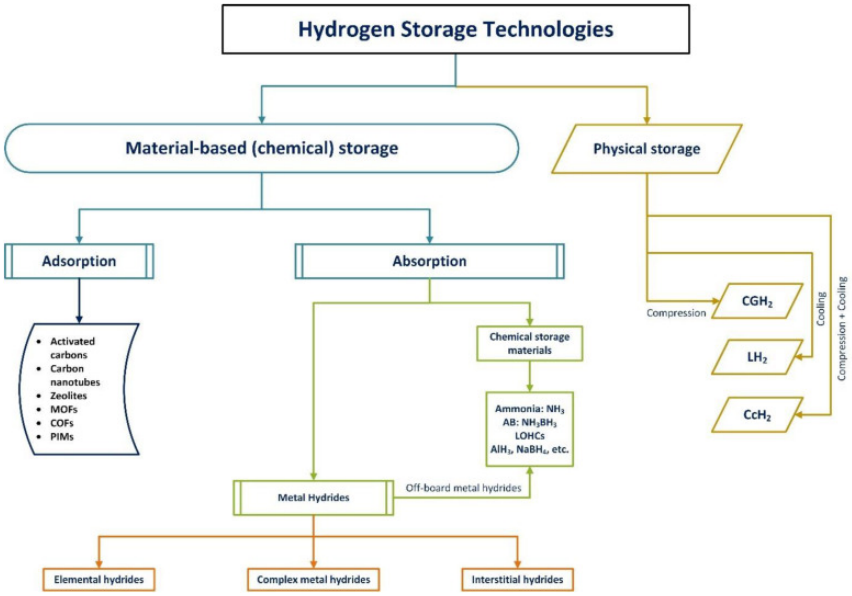


Figura 2.45: Armazenamento de Hidrogénio[108])

No seu estado líquido o hidrogénio apresenta maior densidade energética do que no estado gasoso [17]. O armazenamento em estado gasoso pode ser feito acima do solo, em tanques pressurizados, ou abaixo do solo, por exemplo em cavernas de sal [17] [93]. Sendo que existem ganhos caso a opção escolhida seja a última [17] [93]. O amoníaco tem uma maior densidade energética comparativamente ao hidrogénio, este amoníaco podendo adicionalmente ser convertido novamente em hidrogénio [108]. O processo para tal tem o nome de Haber-Bosch e reconverte o amoníaco em nitrogénio e hidrogénio [108]. As vantagens e desvantagens de cada forma de armazenamento encontram-se resumidas na Figura 2.46.

Categoria	Tipo	Vantagens	Problemas
Amazenamento Gasoso	Hidrogénio comprimido	Alta eficiência, conveniente e tecnologia madura	Cilindro caro e a tecnologia enchimento rápido é imatura
Armazenamento Líquido	Hidrogénio liquido	Alta densidade energética e eficiência de armazenamento	Grande consumo de energia e tempo, baixa temperatura
Carbon nanotubes	Hidrogénio gasoso	Estrutura altamente porosa e interação particular entre átomos de carbono e moléculas de gás	A tecnologia é imatura e a capacidade de hidrogênio dependem de muitos fatores
Hidretos Metálicos	MgH2	Alta segurança, alta pureza de hidrogênio, bom desempenho de ciclo reversível, grande volume de densidade de hidrogênio	Absorve impurezas, reduzindo a capacidade de hidrogênio e a vida útil do tanque
	CaH2		
	NaH		
Armazenamento Físico	Rede de coordenação porosa	Altamente poroso, alta absorção de H2 e áreas de superfície específicas	A temperatura de armazenamento de hidrogênio está muito abaixo da temperatura de operação

Figura 2.46: Vantagens e Desvantagens de cada opção de Armazenamento (Adaptado de [119])

De acordo com o relatório *2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review*, as maiores barreiras para esta tecnologia são o peso e volume, custo e ciclo de vida [120] [121]. O custo de armazenamento do hidrogénio é variável, situando-se entre $20 a $750/kWh [122], com custo de manutenção e operação de $0,02/kWh [122].

As *fuel cells* convertem a energia química do hidrogénio e oxigénio para eletricidade [94]. Estas dividem-se em 6 grandes grupos com aplicações diferentes [94] [95] [123]:

- Alkaline Fuel Cell (AFC): aplicações militares e espaciais, 60-70% de eficiência;
- Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC): geração distribuída, 80-85% de eficiência com cogeração, 36-42% energia elétrica;
- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC): SAE elétrica utilitários e geração distribuída, 85% de eficiência com cogeração e 60% de eficiência só para gerar energia elétrica;
- Molten Carbonate fuel Cell (MCFC): SAE elétrica utilitários e geração distribuída, 85% de eficiência com cogeração e 60% de eficiência só para gerar energia elétrica;
- Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC): potência de reserva e geração distribuída de tamanho menor, 50-60% de eficiência;
- Direct Methanol Fuel Cell (DMFC): transporte e dispositivos portáteis.

Dentro destes seis grupos, AFC, PAFC, PEMFC e DMFC operam a temperatura normal enquanto que MCFC e SOFC operam a temperaturas elevadas [95]. SOFC tem a maior eficiência e é estável, tendo o problema da temperatura de funcionamento [95]. MCFC e DMFC usam metano mas têm uma eficiência baixa e emissão de gases elevada [95].

Existem já SAE de hidrogénio conjugados com fontes de energia renovável cujo resultado é o fornecimento de energia com a qualidade e confiabilidade necessárias [93] [94].

Esta alternativa ás baterias convencionais merece relevo devido aos programas e iniciativas a ser desenvolvidas nesse sentido. Nomeadamente a instalação do eletrolizador na refinaria de Sines que poderá servir não só para alimentar as necessidades de hidrogénio nesta instalação mas também para armazenar energia excedente.

2.5.4 Outras Tecnologias de Armazenamento

A energia elétrica pode ser armazenada com recurso aos SAE eletroquímicos, ou seja baterias e condensadores [97]. Dentro dos SAE, existem as chamadas baterias convencionais, tecnologias maduras que permitem o armazenamento de energia elétrica com alta densidade energética e tensão alta [97]. Destas o maior destaque vai para as baterias de Lítio-ion. Esta é a tecnologia mais desenvolvida e pesquisada atualmente [67] [97].

2.5.4.1 Baterias de Lítio

As baterias de iões de lítio tem um elétrodo positivo e outro negativo, bem como um eletrólito que é constituído por sais de lítio dissolvidos em carbonatos orgânicos [94] [97]. Durante a carga deste sistema de armazenamento, os iões movem-se do elétrodo positivo para o negativo. Já durante o processo de descarga o movimento dos iões é feito no sentido contrário [95]. A configuração normal de uma bateria de iões de lítio é a apresentada na Figura 2.47.

Estas baterias são muito usadas e estão cada vez mais desenvolvidas devido à sua alta densidade de energia, longevidade e alta eficiência, sendo inseridos na categoria de sistemas químicos ou eletroquímicos dependendo do sistema de classificação [67] [124].

Como vantagens apresenta um tempo de vida elevado, tensão nominal, modularidade e baixa autodescarga [67]. Possui ainda capacidade de suportar picos de corrente altos e alta energia específica [67].

Por outro lado, o seu ciclo de vida é facilmente afetado por condições ambientais, requerendo tecnologia de proteção para sobrecarga [95]. A temperatura e estados de carga elevados podem danificar a bateria. O que implica cuidados especiais com correntes altas e baixas temperaturas [125].

Estas baterias são muito usadas para aplicações onde o tempo de resposta, pequenas dimensões e peso do equipamento é relevante [94]. Por estes motivos estas destacam-se relativamente a outros tipos de baterias como as de chumbo-ácido ou níquel cádmio [15]. As principais aplicações deste tipo de baterias são em armazenamento de energia a médio e curto prazo [124]. O custo destas baterias é o maior obstáculo à sua utilização em larga escala, no entanto os custos desta tecnologia tem vindo a diminuir [126] e é expectável que continue a descer. O preço por kWh está representado na Figura 2.48.

Uma das apostas para o processo da transição energética é o uso de sistemas de armazenamento adequados seja em pequena escala ou em larga escala como o caso da Refinaria de Sines. Neste contexto inserem-se as baterias de lítio, as mais competitivas atualmente, uma vez que, como vimos anteriormente, carregam mais rápido, duram mais tempo e oferecem maior densidade

energética. Sendo que a queda nos preços desta mesma tecnologia permitiu a inserção das baterias de lítio nos sistemas de armazenamento.

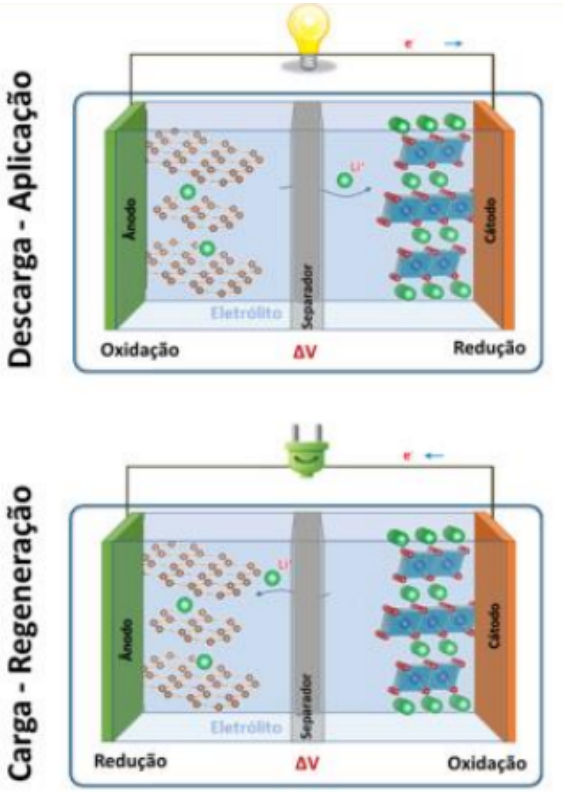


Figura 2.47: Esquema geral de operação de uma célula de Li-ion (Retirado de [126])

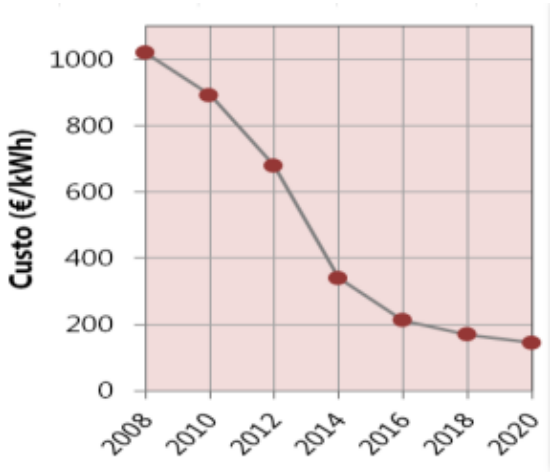


Figura 2.48: Evolução dos custos das baterias de Li-ion (Retirado de [126])

Capítulo 3

Caraterização da Refinaria de Sines e do Caso de Estudo

Um fator preponderante para a simulação é o presente funcionamento da Refinaria de Sines.

Neste capítulo são analisados os consumos da Refinaria de Sines e é feita a caracterização do caso de estudo. Inicialmente é analisado o complexo industrial e o seu funcionamento é detalhado por unidades. De seguida são analisados os dados fornecidos pela Galp sobre o trânsito de potências na Refinaria, incluindo a produção, compra e consumo de energia elétrica e são apresentados os dados sobre o consumo de hidrogénio e de gás natural. É ainda feita a previsão de lacunas de alguns dados fornecidos que são importantes para obter uma visão geral do comportamento da Refinaria. Seguidamente são caracterizados os preços da rede de distribuição e por fim são estudados o recurso solar e eólico no local.

Este estudo irá permitir desenvolver cenários de funcionamento futuro da Refinaria de Sines, bem como recolher dados importantes para o Capítulo 4.

3.1 Refinaria de Sines

O complexo de Sines começou a sua atividade em 1978. Tem uma capacidade de destilação de 10,9 milhões de toneladas por ano, ou seja, 230 mil barris por dia [127]. A refinaria tem uma área de 320 hectares, integrando várias unidades processuais. Das unidades integradas na Refinaria, 34 destas operam em regime contínuo. Podemos dizer que a refinaria de Sines se encontra dividida em:

- Unidades Processuais:
  - Fábrica I (*Hydroskimming* com *Platforming*)
  - Fábrica II (*Cracking* – Complexo de Gasolinas)
  - Fábrica III (*Hydrocracking*)
- Utilidades: unidade da qual depende o funcionamento da refinaria uma vez que produz e distribui: água bruta; água de refrigeração; água desmineralizada; ar comprimido (na forma

de ar geral e /ou ar de instrumentos), vapor; energia elétrica; água potável; recuperação de condensados.

  - Central de Cogeração: tem como objetivo produzir vapor para outros processos e eletricidade através da queima de gás natural. Esta central possuí duas turbinas alimentadas a gás natural e duas caldeiras de recuperação. O seu rendimento global é de 72% [13]. A cogeração pode operar em dois regimes diferentes: o normal e o regime "ar fresco"(*fresh air*) [13]. No primeiro as duas turbinas funcionam à capacidade máxima gerando assim o máximo de energia elétrica possível sendo que os gases de exaustão da turbina são aproveitados na caldeira de recuperação de calor. Este modo de operação, eficiente, produz simultaneamente eletricidade e calor. De referir que as caldeiras de recuperação de calor, neste modo de operação, necessitam de um sistema de queima pós-combustão, por forma a que o vapor gerado esteja dentro das especificações operacionais de pressão e temperatura. O segundo regime ("ar fresco") é útil para manter a fiabilidade de fornecimento de vapor dado que, em caso de falha da turbina, a caldeira assegura a continuidade de fornecimento do mesmo, através do sistema de pós-combustão mas no entanto com um maior consumo de combustível. Os grupos da central de cogeração consomem cerca de 215,855 ton/ano de gás natural [13]. No sistema de pós-combustão das caldeiras de recuperação, além de gás-natural, é possível numa câmara de mistura, consumir fuel gás proveniente da Refinaria (gás de processo sem valor comercial), com um limite máximo estimado de 5 ton/h, em Gases de Turbina e 7.5 ton/h em Ar Fresco [13].

- Movimentações

- Zona Administrativa e Manutenção

O esquema simplificado da rede da refinaria é apresentado na Figura 3.1. Como é possível observar a refinaria está ligada à Rede Elétrica Nacional em muito alta tensão (MAT) a 150 kV. A cogeração (GT1 e GT2) é representada utilizando a cor verde, interligada ao barramento de 150 kV através do respetivo transformador 11.5 kV/150kV. Representada a azul encontra-se a Fábrica III, interligada ao barramento de 150 kV pelos transformadores TR55-1A e TR55-1B 150 kV/60 kV. Ainda interligadas ao barramento de alta tensão existe a Fábrica I, II, Movimentação de Produtos e Utilidades, através do TD1 cuja tensão de primário é de 150 kV e no secundário 60 kV. Ao nível dos 3 kV, não representado neste diagrama simplificado, existe ainda o FMG1_JT, um motor síncrono da Fábrica II que tem uma produção aproximadamente constante. No barramento de 60 kV existe a possibilidade de interligação com a rede de distribuição através da linha de *standby* com a rede de distribuição (E-redes). A partir do barramento de 60 kV surgem 3 transformadores TR-EDP1, TR-EDP2 e TR-EDP3 que ligam ao barramento de 10 kV. Neste barramento, a amarelo, estão ligadas as três turbinas a vapor. A TG2 e TG3 estão inoperacionais por motivos de gestão da instalação.

A configuração relativamente à cogeração depende não só do potencial proveito económico mas também da legislação em vigor. Podem existir dois cenários: cogeração em autoconsumo, com a compra do défice energético da instalação à rede (REN), ou cogeração com FIT (*feed in tarif*) totalmente ou parcialmente injetada na rede.

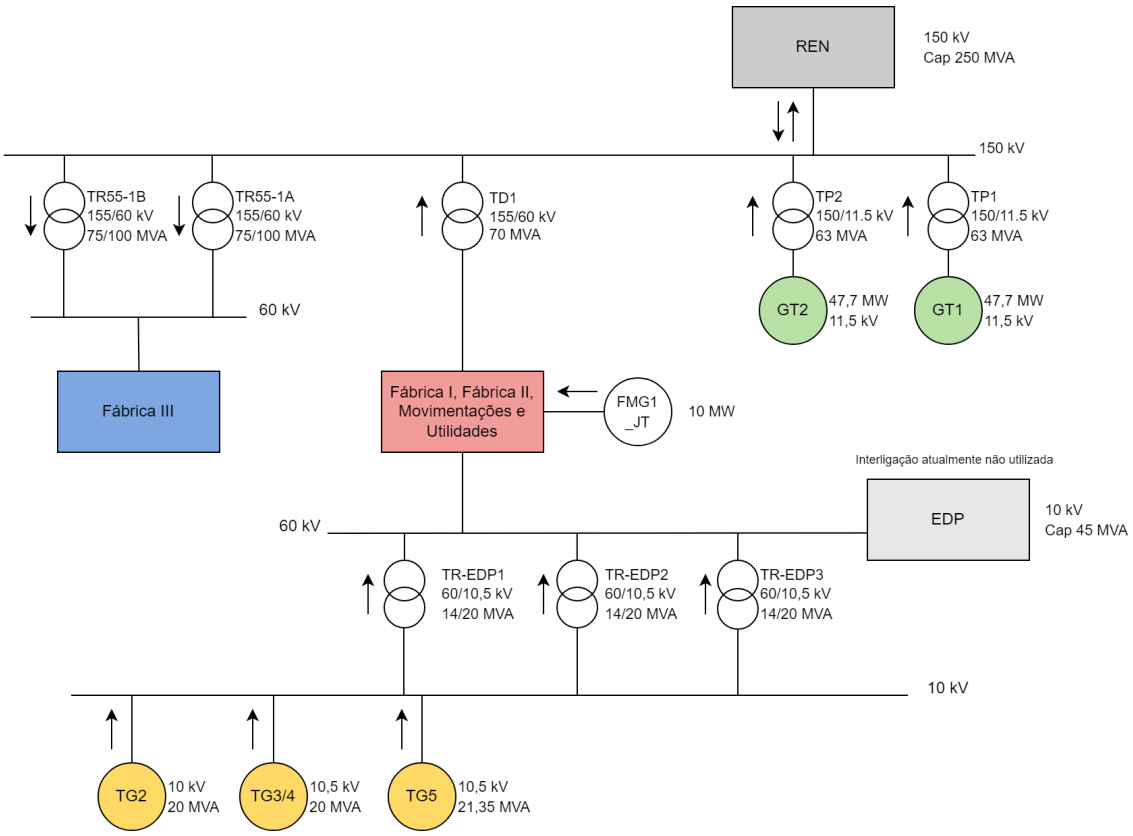


Figura 3.1: Esquema Simplificado do Trânsito de Potência da Refinaria (Elaboração própria)

3.2 Consumos da Refinaria de Sines

3.2.1 Fluxos de Energia

De modo a poder prever futuras necessidades e padrões de consumo foi realizada uma análise do fluxo de energia da rede da refinaria de Sines. Para tal, foram usados dados fornecidos pela Galp relativamente a quatro anos inteiros, de 2018 a 2021 que detalham as potências de 15 em 15 minutos.

Os dados fornecidos incluíam:

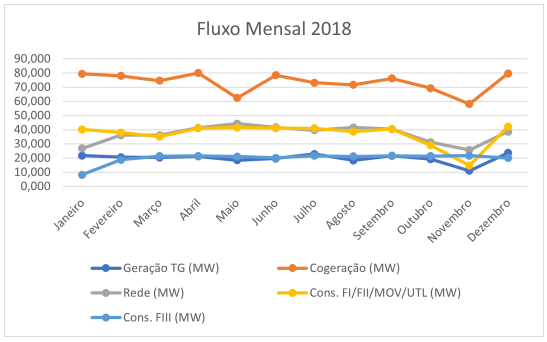
- Produções de TG2, TG3, TG4, TG5 e FCMG1, cuja soma representa a produção interna;
- Consumos no TD1, TR55-A e TR55-B;
- Produções da GT1 e GT2, cuja soma representa a cogeração.

Para efeitos desta análise a refinaria foi dividida nos seguintes grupos, de acordo com o esquema da Figura 3.1:

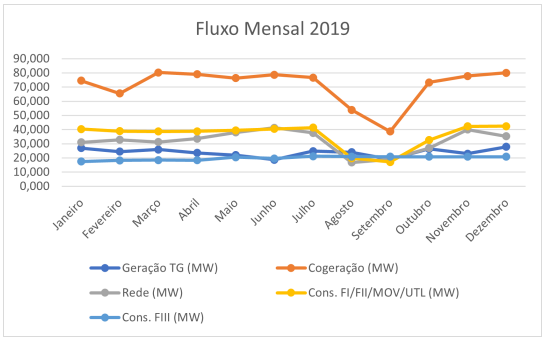
- Geração TG: geração dos turbogeradores, representados a amarelo;
- Cogeração: geração proveniente da central de cogeração, representados a verde;
- Rede: importações da rede, REN;
- Consumo FI/FII/MOV/UTL: consumo das fábricas 1 e 2, bem como das utilidades e movimentações, representados a rosa;
- Consumo FIII: consumo da fábrica 3, representada a azul.

Inicialmente foram observados, de cada ano, os fluxos médios horários, diários e mensais.

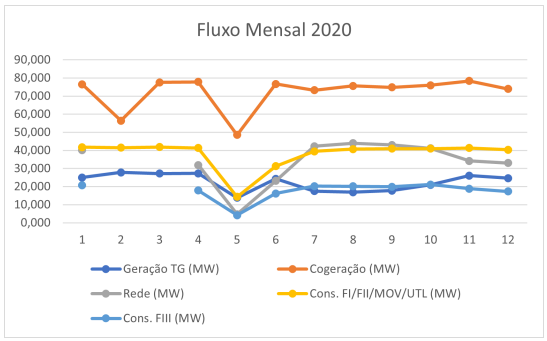
Podemos verificar nas Figuras 3.2, 3.4 e 3.3 que não se encontram diferenças significativas nas produções e consumos médios consoante o mês do ano, dia da semana ou hora do dia.



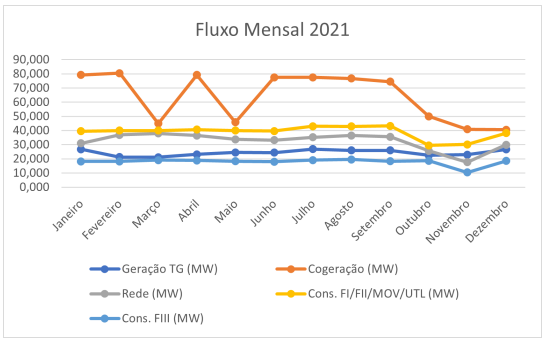
(a) 2018



(b) 2019

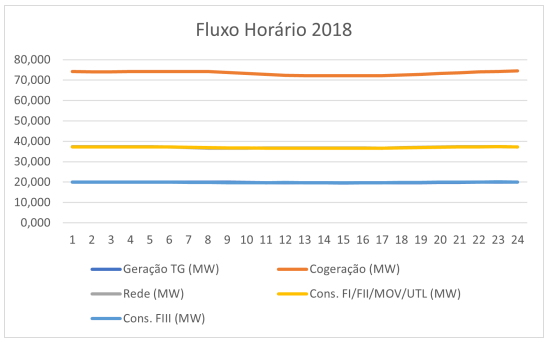


(c) 2020

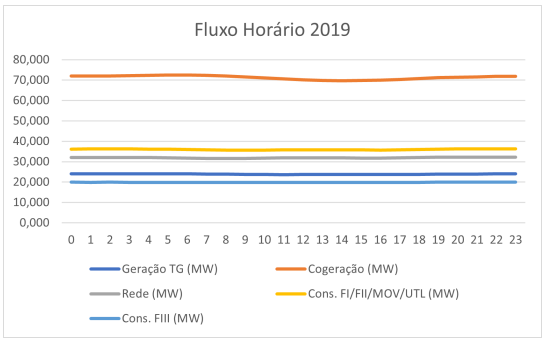


(d) 2021

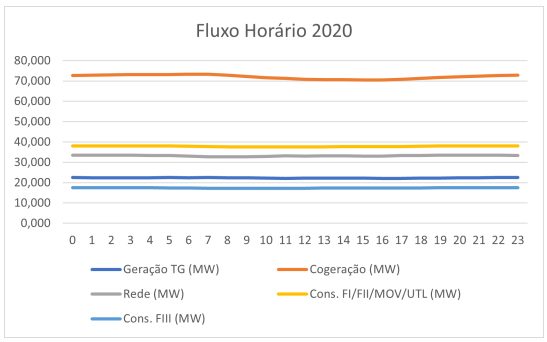
Figura 3.2: Análise Média Mensal dos Fluxos do Trânsito de Potência (MW)



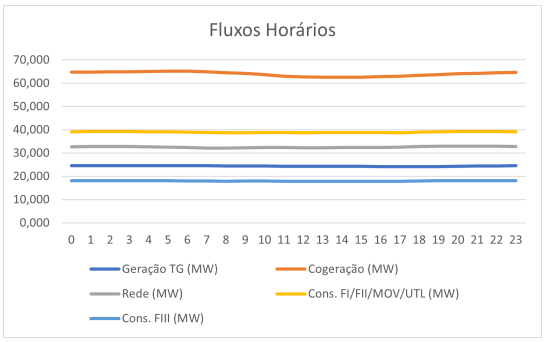
(a) 2018



(b) 2019

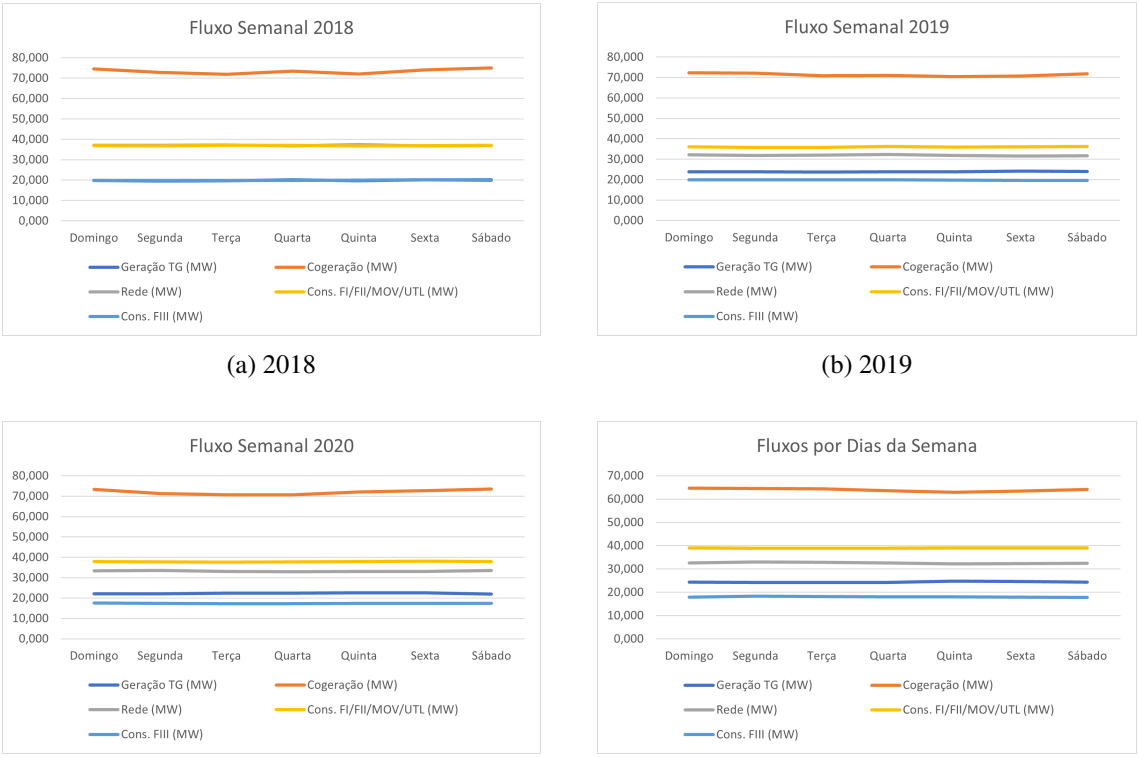


(c) 2020



(d) 2021

Figura 3.3: Análise Média Horária dos Fluxos do Trânsito de Potência (MW)



(a) 2018

(b) 2019

(c) 2020

(d) 2021

Figura 3.4: Análise Média Diária dos Fluxos do Trânsito de Potência (MW)

3.2.2 Consumo de Hidrogénio

Além do consumo de energia elétrica a refinaria consome ainda hidrogénio. O consumo de hidrogénio é perto dos 8000 kg/h. A rede de hidrogénio está ilustrada na Figura 3.5.

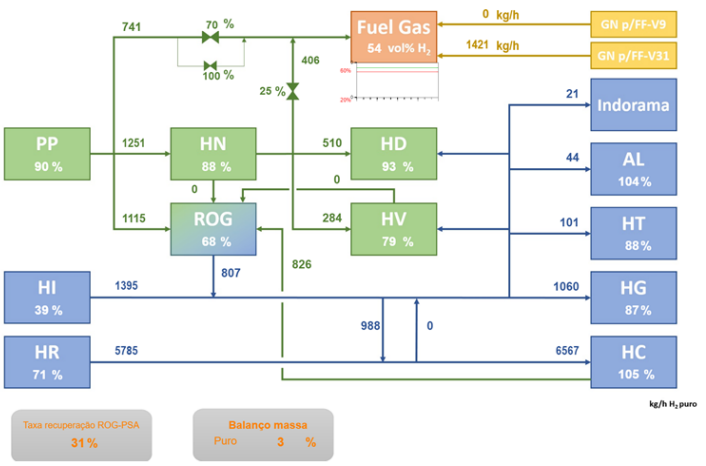


Figura 3.5: Esquema do Consumo de Hidrogénio da Refinaria de Sines (Fornecido pela Galp)

3.2.3 Consumo de Gás Natural

De acordo com as especificações do equipamento existem dois pontos de operação consoante o combustível, o gás A e o B, que são dois tipos de ga´s utilizados na Refinaria de Sines. Sabemos que 1 m^3 corresponde a 0.829 kg. De modo a calcular o consumo em m^3/h é necessário primeiro calcular o consumo em m^3/kWh:

$$Consumo(m^3/kWh) = \frac{\frac{Net\ Heat\ Rate(kJ/kWh)}{LHV\ (kJ/kg)}}{0.829}$$

Para obter o valor em m^3/h é necessário multiplicar pelo *Net Output* (kW):

$$Consumo(m^3/kWh) * Net\ Ouput(kW)$$

Os resultados destas operações para os combustíveis em questão encontram-se na Tabela 3.1. Todos os valores apresentados são para um grupo da cogeração sendo que existem dois como referido anteriormente. A temperatura e o gás de referência usados foram 20 ºC e gás B, respetivamente, para estas condições o energia elétrica resultante é de 40210 kW.

Tabela 3.1: Valores Relevantes para a Cogeração

Ponto de Operação	Gás	Net Output (kW)	Net Heat Rate (kJ/kWh)	LHV (kJ/kg)	Consumo de gás (m3/kWh)	Consumo de gás (m3/h)
Carga Base	Gás B	40455	11402	49482	0,277958053	11244,79304
Carga Base	Gás A	40446	11402	49134	0,279926739	11321,91688

3.3 Previsões de Dados

Os dados fornecidos pela Galp tinham lacunas devido a erros de leitura ou outras anomalias. Assim de modo a poder utilizar e analisar os dados fornecidos, foi necessário fazer uma análise exploratória dos dados e posterior tratamento. Foram utilizadas técnicas de previsão para preencher as lacunas e obter uma lista de valores horários anuais completa para o ano de 2021, ano mais relevante onde não existiram paragens das fábricas como aconteceram noutros anos.

Para tal, foi usado o modelo ARIMA (*AutoRegressive Integrated Moving Average*), modelo muito utilizado para a partir de dados existentes prever dados futuros numa série, sendo aplicado principalmente em casos em que os dados seguem um intervalo regular. O modelo foi treinado com os dados já existentes e utilizado para prever os valores das lacunas.

3.3.1 Cargas Elétricas

Depois de aplicado o modelo foi obtida a evolução das cargas para o ano de 2021, que é apresentada na Figura 3.6.

Os valores médios das cargas são de 40 e 20 MW, para a FI/FII/MOV/UTL e FIII, respetivamente.

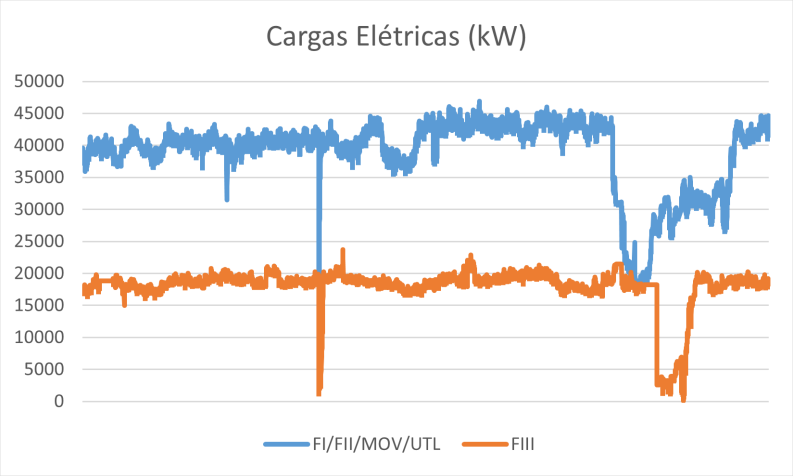


Figura 3.6: Consumos da FI/FII/MOV/UTL e FIII durante o ano de 2021

3.3.2 Turbogeradores

Usando o mesmo método descrito anteriormente para as cargas elétricas traçou-se o perfil de geração destes dois grupos, TG4 e TG5, para o ano de 2021, estando o mesmo representado na Figura 3.7.

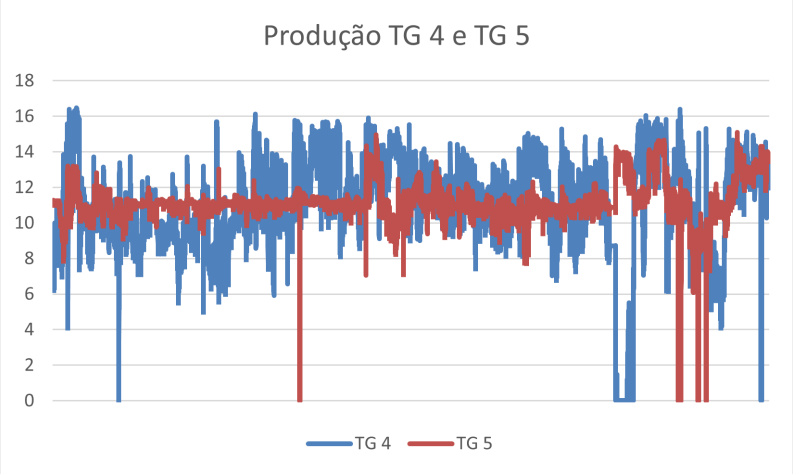


Figura 3.7: Produção Horária dos Turbogeradores durante o ano de 2021

3.4 Rede

Os valores de preço de mercado para o ano de 2019 e para 2022, utilizando valores de janeiro a maio de 2022, foram retirados da página da REN [128]. Estes anos foram escolhidos uma vez

que 2019 apresenta um cenário de preços de eletricidade mais típicos e 2022 por se tratar do ano corrente e mais volátil. Os valores médios dos preços por MWh para os períodos horários foram calculados para o ano de 2019 e de Janeiro até Maio de 2022, encontrando-se expostos na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Preço por kWh em Mercado e Final

	2019		**2022 (Janeiro a Maio)**	
Período	**Preço de Mercado (€/kWh)**	**Preço Total (€/kWh)**	**Preço de Mercado (€/kWh)**	**Preço Total (€/kWh)**
Ponta	0,053736427	0,080736427	0,247985338	0,242585338
Cheio	0,049505525	0,071305525	0,215697762	0,215697762
Vazio Normal	0,044477406	0,058077406	0,197013754	0,197013754
Super Vazio	0,041339647	0,054939647	0,193700128	0,193700128

Ao preço da energia em mercado acresce a tarifa de acesso à rede, esta é paga por todos os consumidores, refletindo o custo das infraestruturas e dos serviços utilizados [129]. Esta tarifa resulta da soma das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Operação Logística de Mudança de Comercializador, todas fixadas pela ERSE [129]. Estas podem ser encontradas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Tarifas de Acesso às Redes para os anos de 2019 e 2022 [129]

	Tarifa de Acesso às Redes em MAT			
	2019		**2022**	
Potência	**(EUR/kW.dia)**	**(EUR/kW.mês)**	**EUR/(kW.dia)**	**(EUR/kW.mês)**
Horas de ponta	0,0464	1,4100	0,0551	1,6744
Contratada	0,0225	0,6840	0,0026	0,0790
Energia activa	**(EUR/kWh)**		**(EUR/kWh)**	
Horas de ponta	0,0270		-0,0054	
Horas cheias	0,0218		0,0000	
Horas de vazio normal	0,0136		0,0000	
Horas de super vazio	0,0136		0,0000	
Energia reactiva	**(EUR/kvarh)**		**(EUR/kvarh)**	
Fornecida	0,0228		0,0014	
Recebida	0,0171		0,0010	

3.5 Recursos

Para efeitos da simulação os dados recolhidos estão associados à Refinaria de Sines e aos seus recursos naturais.

3.5.1 Recurso Solar

Para obter dados para avaliar o recurso solar foi utilizado o *PVGIS* Figura 3.8. Com esta ferramenta obtivemos uma estimativa da irradiação solar no local pretendido. A base de dados desta ferramenta fornece os valores médios da irradiação para cada local da Europa, África e grande parte da Ásia e América. Conseguimos assim a estimativa pretendida dos níveis de produção.

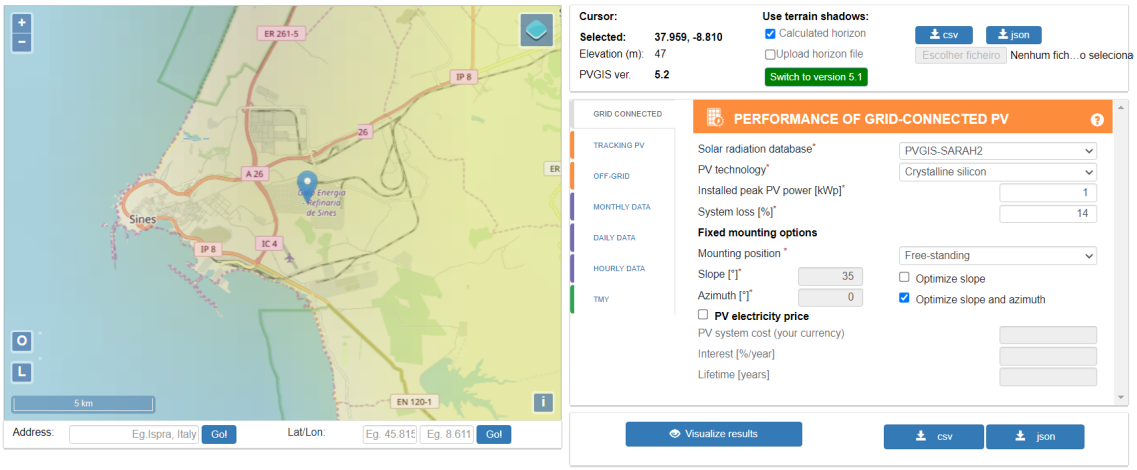
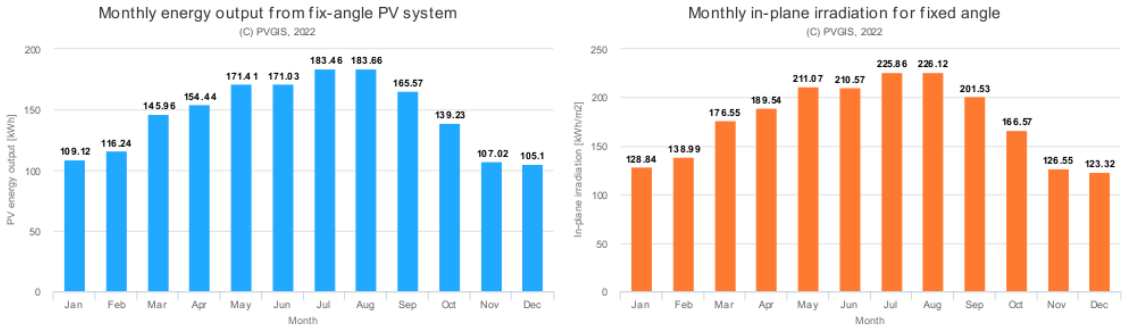


Figura 3.8: Ferramenta PVGIS

Utilizando o PVGIS obtemos os valores de produção média representados na Figura 3.9, para 1 kWh pico e de irradiação para o ano de 2020. Obtemos também valores de produção horária para um ano.



(a) Energia Produzida Mensal

(b) Irradiação Mensal

Figura 3.9: Produção de 1 kWh pico (*PVGIS*)

3.5.2 Recurso Eólico

Para obter os valores do recurso eólico foi utilizado o *NASA POWER* (Figura 3.10), esta ferramenta contém informação meteorológica e parâmetros relacionados com produção de energia renovável. Através desta ferramenta é possível obter os valores da velocidade e direção do vento a duas alturas, 10 e 50 metros.

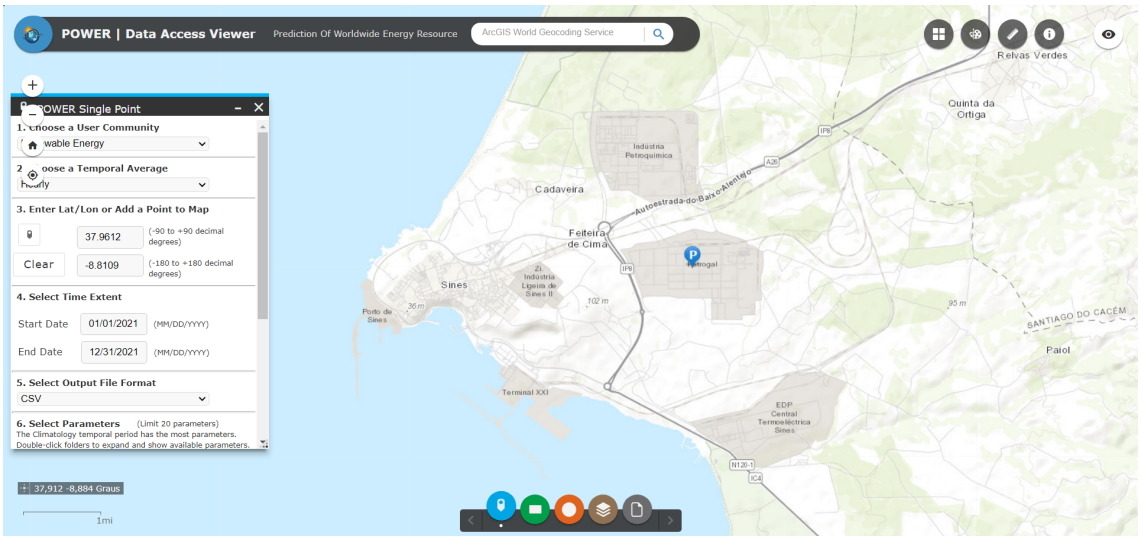


Figura 3.10: Ferramenta NASA POWER

Para este estudo é necessário adaptar os dados das alturas que retirámos da ferramenta para a altura do aerogerador escolhido. Com os dados obtidos é necessário realizar uma estimativa da velocidade para esta altura. Para tal, recorre-se ao *windshear*, que representa a variação da velocidade e/ou direção do vento ao longo de uma dada distância, na vertical ou na horizontal. Para distâncias verticais, este gradiente pode ser quantificado através da Lei Exponencial de *Hellmann* ou Lei de Prandtl:

$$V_{h2} = V_{h1} * (\frac{h_2}{h_1})^p$$

Onde:

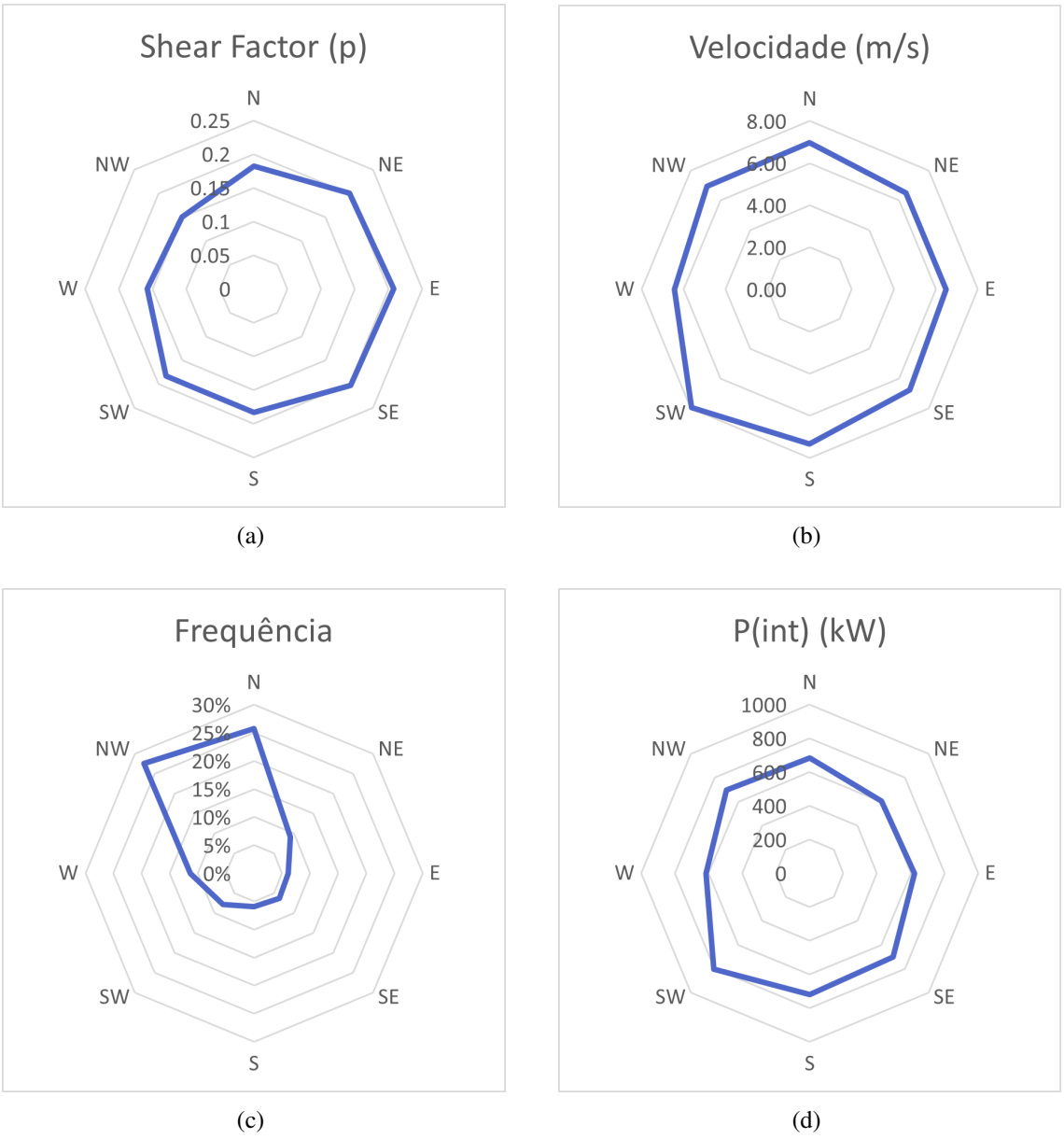
- V_{h2} é a velocidade do vento para a altura pretendida h2;
- V_{h1} é a velocidade do vento para a altura conhecida h1;
- p é o coeficiente de fricção;

Para calcular o p procede-se à minimização dos erros quadráticos da aplicação da fórmula a valores de h_2 e h_1 conhecidos e tendo em conta as direções do vento. Conhecidas as estimativas para a velocidade pretendida é possível realizar várias estimativas.

Para os cálculos seguintes foi utilizado um equipamento genérico de 2 MW e altura de 108 metros. Considerando a curva de potência e coeficiente de potência do aerogerador podemos aferir a produção média por setor e a produção anual com os dados disponíveis. De modo a obter valores mais precisos foi feita uma interpolação de valores. Os resultados encontram-se na Tabela 3.4 e na Figura 3.11.

Tabela 3.4: Valores por Setor

Setores		Ang>	Ang<	p	Freq	Vel (m/s)	P(kW)	Pint(kW)
1	N	337.5	22.5	0.182340049	26%	6.96	579.268617	682.7262285
2	NE	22.5	67.5	0.200901656	9%	6.48	510.3930348	602.8422251
3	E	67.5	112.5	0.20717463	6%	6.50	515.409434	622.2380202
4	SE	112.5	157.5	0.202946368	6%	6.74	614.8935018	701.9305281
5	S	157.5	202.5	0.183416786	6%	7.35	643.2942308	718.0729854
6	SW	202.5	247.5	0.183446586	8%	7.94	717.270073	804.0784104
7	W	247.5	292.5	0.158263466	11%	6.44	531.2626263	616.1243993
8	NW	292.5	337.5	0.150221647	28%	6.93	590.9326724	699.9449082



(a) (b)

(c) (d)

Figura 3.11: Análise do Recurso e Produção Eólica

3.6 Cenários Futuros

De modo a melhor definir os possíveis futuros cenários é preciso definir o problema bem como as suas variáveis, considerando quais delas são certas ou incertas. Para isto foi necessário recolher dados relativamente às tecnologias e à própria refinaria de Sines. O objetivo destes cenários é especular quais as configurações, de tecnologias, e cenários de consumo que poderão ocorrer e qual os mais proveitosos economicamente. Como referido anteriormente, existe a integração de um projeto piloto de um eletrolizador na refinaria, bem como a possibilidade de implementação de um SAE. Quanto aos consumos estes podem aumentar, manter-se ou diminuir. A importância do estabelecimento de cenários é fundamental para auxiliar os decisores e posteriormente escolherem as estratégias mais adquadas.

Como foi referido na revisão bibliográfica, é possível a implementação de dois tipos de SAE, bateria de Li-ion ou um SAE com recurso a hidrogénio. A implementação deste primeiro envolve apenas a utilização de uma bateria enquanto que a aplicação do segundo requer um eletrolizador, um sistema de armazenamento de hidrogénio e uma *fuel cell*.

Capítulo 4

Metodologia de Simulação e Otimização

O objetivo desta dissertação é estudar diferentes estratégias de operação para a Refinaria de Sines. São consideradas a inserção de sistemas de armazenamento, de um eletrolizador e de fontes de energia renovável no complexo industrial. Para a simulação de possíveis configurações da refinaria é utilizado o software de simulação e otimização de redes, *Homer Pro*.

Este capítulo apresenta uma breve introdução ao software utilizado. São abordados os parâmetros dos sistemas existentes na Refinaria e dos elementos adicionais a considerar na simulação de modo a garantir que esta seja o mais perto possível da potencial realidade. De seguida é apresentado o modelo correspondente à situação atual da Refinaria que permite construir a configuração base. Por fim, são apresentados os restantes cenários e configurações a simular.

4.1 *Homer Pro*

Para a realização de estudos de simulação existem muitas potenciais abordagens e ferramentas. Quanto mais numerosos os elementos simulados e mais complexas as suas interações, mais especializadas se podem tornar as ferramentas. Idealmente tudo se analisaria com papel e lápis mas no campo da otimização não linear será mais adequada a utilização de software especializado que permita a análise de sistemas complexos, a sua otimização e a respetiva análise de sensibilidade.

Para simular diversas configurações da Refinaria irá ser usado o *Homer Pro*. Este software permite a simulação e otimização de redes e no que diz respeito ao seu design e configuração. O programa simula um sistema viável para todas as combinações possíveis consoante os componentes escolhidos. Por outras palavras, a sua utilização permite selecionar quais os melhores componentes para o sistema e quantos e de que tamanho estes deverão ser de modo a maximizar a eficiência. Numa segunda etapa este software permite ainda efetuar análises de sensibilidade.

O software simula a operação do sistema fazendo cálculos para cada intervalo definido num ano. Para cada intervalo o Homer compara a procura e a oferta do sistema, calculando o fluxo de energia de cada componente. Deste modo o programa determina a viabilidade de cada configuração, ou seja se a configuração satisfaz os requisitos do sistema.

O algoritmo de otimização é proprietário e é utilizado para encontrar o sistema menos custoso, apresentando uma lista de configurações que podem ser usadas para comparar opções.

A análise de sensibilidade é efetuada tendo em conta as variáveis de sensibilidade definidas previamente. Uma variável de sensibilidade é uma variável para a qual vários valores podem ser considerados. O Homer faz assim uma otimização para cada valor especificado.

4.2 Parâmetros

De modo a melhor compreender o modelo usado e os resultados que advêm deste é necessário caracterizar os parâmetros escolhidos para estudar as várias configurações e a operação da Refinaria de Sines. Estes valores e parâmetros permitem definir variáveis que se aplicam a todo o projeto e que são inseridos no software para criar as simulações.

4.2.1 Parâmetros do Projeto

As opções de projeto permitem a definição de valores que se aplicam a todo o modelo e são de seguida apresentados.

4.2.1.1 Localização do Projeto

A localização escolhida para o projeto foi a Refinaria de Sines, Figura 4.1, cuja localização é X56R+P5 Sines, Portugal, latitude 37 graus 57.71 minutos Norte, longitude 8 graus 48.57 minutos Oeste.



Figura 4.1: Otimizador do Homer Pro

4.2.1.2 Parâmetros Económicos

Os principais parâmetros económicos do projeto são os seguintes e os seus valores encontram-se na Figura 4.2:

- *Nominal Discount Rate*: taxa à qual se pode pedir dinheiro emprestado em percentagem, o valor escolhido é típico;
- *Expected Inflation Rate*: taxa de inflação que é esperada ao longo do decurso do projeto em percentagem, valor escolhido em condições normais não considerando o clima atual;
- Tempo de vida do Projeto: tempo, em anos, para o qual o custo presente líquido deve ser calculado, uma vez que é um projeto a longo prazo toma o valor de 25 anos;
- Custos Capitais Fixos: custo fixo capital que ocorre independentemente do tamanho ou arquitetura do sistema em euros, inexistente neste projeto;
- Custos de Operação e Manutenção Fixos: custo fixo anual de operação e manutenção que ocorre independentemente do tamanho ou arquitetura do sistema em euros por ano, inexistente neste projeto;
- Penalização por Falta de Capacidade: penalização aplicada por alguma falta de capacidade em alimentar as cargas em euro por kWh, este valor foi estabelecido como muito alto de modo a evitar a não alimentação das cargas. No entanto a penalização nunca foi usada.

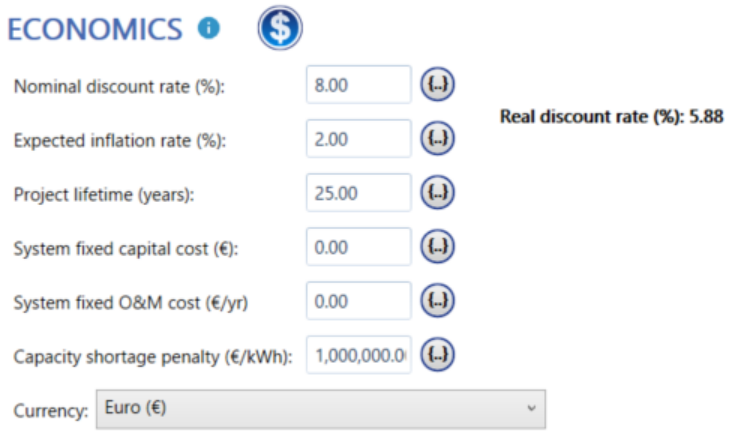


Figura 4.2: Parâmetros Económicos do *Homer Pro*

4.2.1.3 Parâmetros de Restrições

Estes parâmetros permitem a modificação das restrições do sistema e das condições que estes precisam de satisfazer, os sistemas que não cumprirem as condições são descartadas, não aparecendo nos resultados da otimização ou sensibilidade. Não existem motivos para a utilização de outros valores que não os por defeito. Os parâmetros representados na Figura 4.3, são os seguintes:

- Falta de Capacidade Anual: o valor máximo permitido da fração de falta de capacidade de energia elétrica, que é a falta de capacidade total dividida pela carga elétrica anual total, em percentagem 0;

- Fração Mínima de Energia Renovável: o valor mínimo permitido da fração anual renovável, em percentagem 0;

- Restrições da Reserva Operacional: a reserva operacional é a capacidade operacional excedente que garante o fornecimento confiável de eletricidade mesmo com variações na carga ou fornecimento de energia. A reserva operacional total é a soma das quatro seguintes reservas:

  - Em percentagem da carga:

    * Carga no Intervalo Atual:o HOMER adiciona esta percentagem da carga primária na etapa de tempo atual (CA e CC separadamente) à reserva operacional necessária em cada etapa de tempo, em percentagem 10;
    * Pico de Carga Anual: o HOMER adiciona essa percentagem da carga primária de pico (CA e CC separadamente) à reserva operacional necessária em cada etapa de tempo, definindo uma quantidade constante de reserva operacional, em percentagem 0;

  - Em percentagem da energia renovável:

    * Energia Solar: o HOMER adiciona essa percentagem da saída de energia do painel fotovoltaico à reserva operacional necessária em cada etapa de tempo, em percentagem 0%;
    * Energia Eolica: o HOMER adiciona essa percentagem da potência da turbina eólica à reserva operacional necessária em cada etapa de tempo, em percentagem 0%;

4.2.1.4 Parâmetros de Emissões

Os parâmetros de emissões permitem especificar uma penalização monetária específica para cada poluente, em euros por tonelada, ou um limite em kg por ano. Os elementos cujas emissões podem ser penalizadas são o dióxido de carbono, monóxido de carbono, hidrocarbonetos não queimados, partículas, dióxido de enxofre e óxidos de nitrogénio.

De modo a contabilizar as emissões de dióxido de carbono foram consultados os valores vistos no Capítulo 2, secção 2.2.4, sendo usados os valores de 30, 75 e 100 euros por tonelada. Não foram usadas restrições de emissões.

Um exemplo de opções escolhidas podem ser vistas na Figura 4.4.

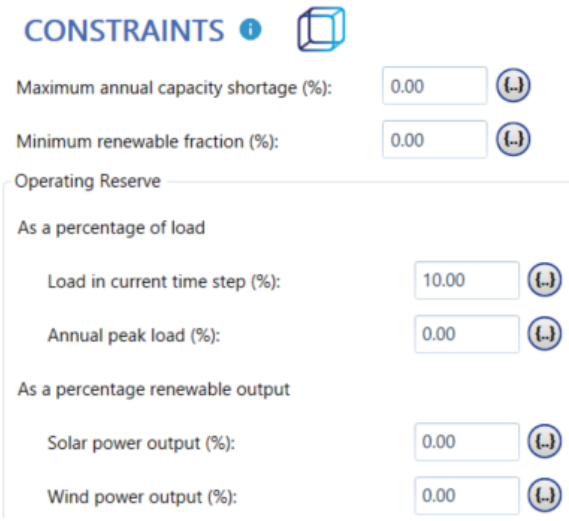


Figura 4.3: Parâmetros de Restrições do *Homer Pro*

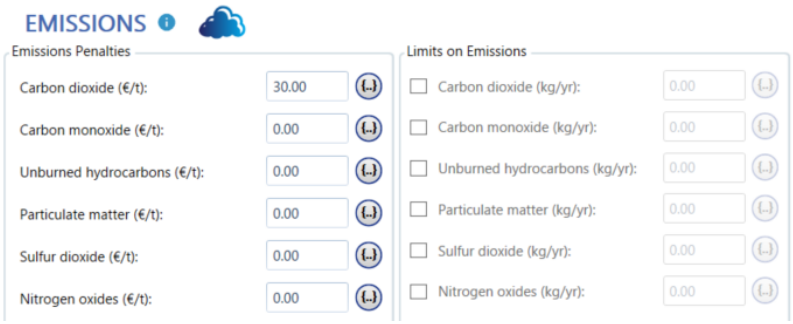


Figura 4.4: Exemplo de Parâmetros de Emissões do *Homer Pro*

4.2.1.5 Parâmetros de Otimização

Estes valores permitem controlar como é feita a otimização das configurações possíveis, como é possível ver na Figura 4.5, sendo dividido em:

- Minutos por intervalo: valor definido a 60 o que leva a 8760 intervalos por ano;
- Permissão para permitir sistemas com múltiplos geradores ligada;
- Permissão para permitir sistemas com dois tipos de turbinas eólicas ligada;
- Opção para limitar saída térmica associando a uma percentagem da carga desligada;
- Opção de emitir um alerta se um sistema desligado da rede tiver uma penetração renovável maior que X % e autonomia de bateria menor que Y horas. Valores definidos a 55 e 2 respetivamente, valores típicos para a estabilidade do sistema.

Dentro destes parâmetros de otimização encontram-se os parâmetros do otimizador do Homer Pro. Este pode ser usado para conversores, armazenamento, de qualquer tipo, produção fotovoltaica e turbinas eólicas. O otimizador é uma alternativa à inserção de valores individuais pelo

utilizador (*search space*), utilizando assim um intervalo para dimensionar o componente. O programa utiliza este intervalo para encontrar o tamanho ou a quantidade ideal para o sistema em questão, sendo possível aplicar o otimizador a, no máximo, 4 componentes simultaneamente. Os parâmetros do otimizador são os seguintes:

- Número máximo de simulações por otimização: valor definido a 10000;
- Precisão da configuração do sistema: este valor define a precisão relativa máxima das variáveis de decisão permitidas para convergência. Deve haver pelo menos N sistemas mais próximos do que isso do melhor sistema, onde N é o número de dimensões na otimização. A distância entre soluções é calculada como uma fração do intervalo total especificado para cada variável de decisão (limite superior menos o limite inferior). A precisão do NPC é relativa ao NPC do melhor sistema.

  Por exemplo, para um caso em que o melhor sistema atual tem um NPC de 67.000 € e a precisão do NPC é 0.01. Se a diferença média em NPC dos N pontos mais próximos for menor que 670 €, o critério de precisão do NPC é satisfeito.

  Valor definido a 0.0100;
- Precisão NPC: define o erro relativo máximo do custo líquido presente (NPC) necessário para a convergência. O valor inserido pelo utilizador é a percentagem do NPC. O NPC médio dos N sistemas mais próximos do melhor sistema deve estar dentro do intervalo definido pelo erro relativo máximo do NPC, onde N é o número de dimensões na otimização. Valor definido a 0.0100;
- Fator de precisão: esta opção controla quão próximos estão os resultados uns dos outros no espaço de soluções. Um baixo fator de precisão cobre o espaço de forma mais dispersa, enquanto um fator alto concentra os pontos, esta última opção leva a uma convergência mais rápida com menos simulações. O valor foi definido a 50;
- Opção de otimizar configurações vencedoras selecionada;

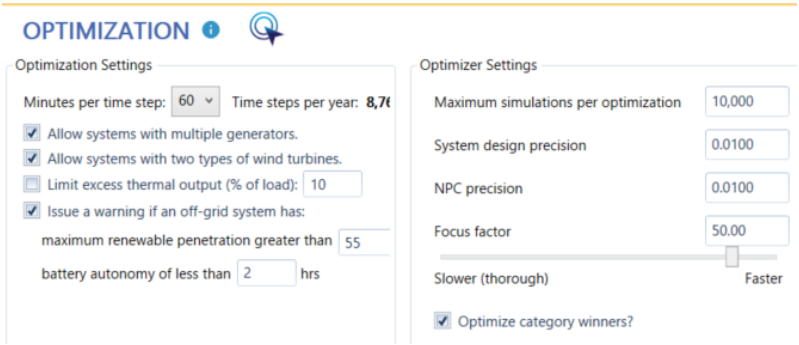


Figura 4.5: Parâmetros de Otimização do *Homer Pro*

4.2.1.6 Parâmetros do Espaço de Procura

Nesta secção é possível definir valores como capacidade ou quantidade para os componentes. O software usa estes valores para simular as configurações viáveis. Um exemplo de valores para estes parâmetros podem ser vistos na Figura 4.6, na tabela de cima é possível ver todos os valores escolhidos para os componentes e na tabela de baixo os valores resume os valores vencedores no geral e por combinações de variáveis de sensibilidade.

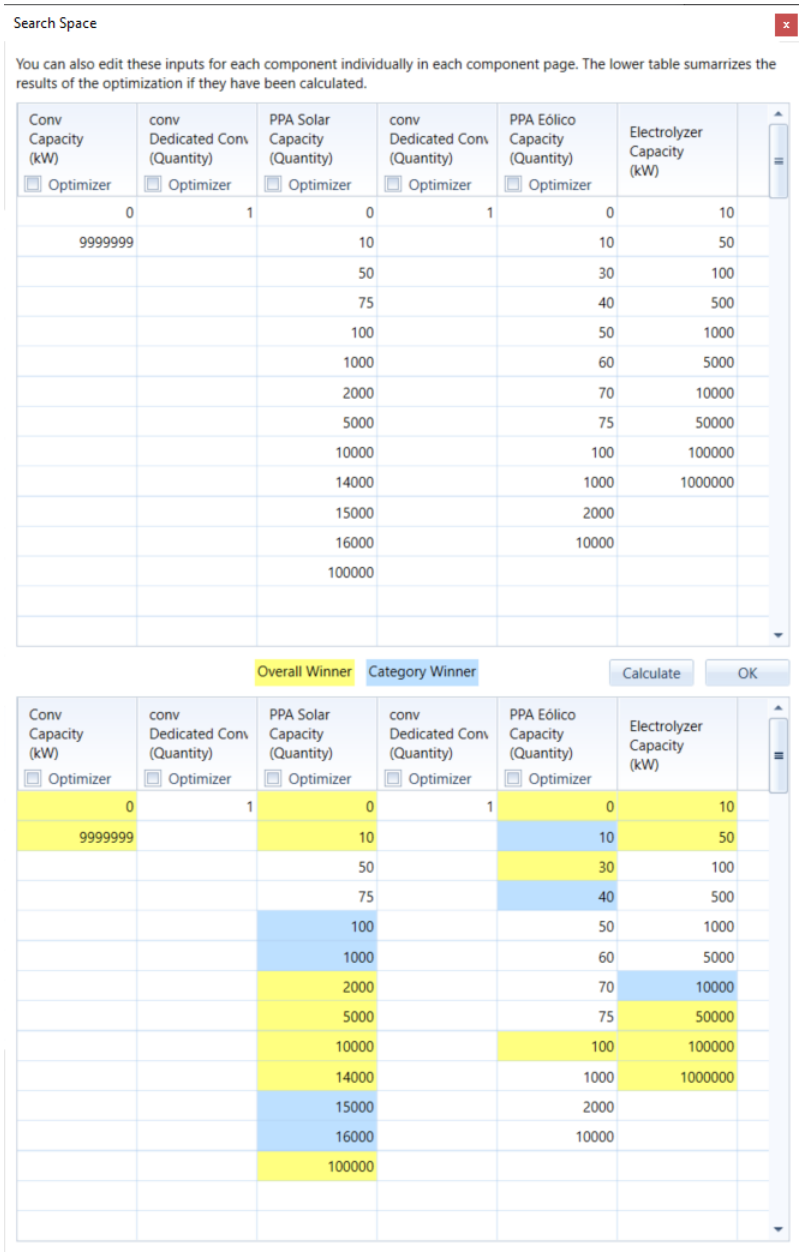


Figura 4.6: Exemplo de Parâmetros do Espaço de Procura do *Homer Pro*

4.2.1.7 Parâmetros de Sensibilidade

Os parâmetros de sensibilidade são as variáveis de sensibilidade. Estas são variáveis que podem tomar diversos valores e constituem os cenários de sensibilidade. Na Figura 4.7 é possível observar um exemplo de variáveis de sensibilidade.

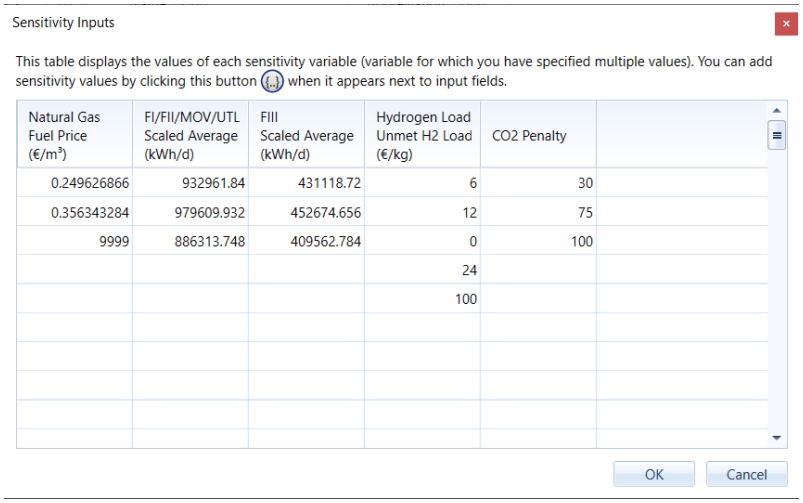


Figura 4.7: Exemplo de Parâmetros de Sensibilidade do *Homer Pro*

4.2.1.8 Parâmetros Multi-Anuais

O módulo multi anual permite modelar as mudanças que ocorrem durante a vida útil do projeto. No entanto devido ao uso de uma carga de hidrogénio não é possível utilizar esta funcionalidade.

4.3 Configurações e Cenários

O objetivo desta dissertação é o estudo da implementação de SAE e de um eletrolizador para produção de hidrogénio verde, como tal é necessário efetuar mais que uma simulação devido às duas diferentes configurações. Os parâmetros do projeto são iguais para todas as simulações com exceção do espaço de procura e variáveis de sensibilidade. Com a Configuração 1 é testada a introdução dos SAE na normal operação da Refinaria de Sines e com a Configuração 2 é estudada a produção de hidrogénio verde.

De seguida será apresentada cada configuração e as especificações de cada possível elemento a integrar na arquitetura do sistema, bem como as variáveis de sensibilidade e espaço de procura.

4.3.1 Configuração 1

Para esta configuração foi modelada a cogeração e turbogeradores já existentes na Refinaria de Sines bem como adicionados dois tipos de SAE e uma fonte de energia renovável. Os SAE

implicam a introdução de baterias de lítio "LI"e com a introdução de um eletrolizador, tanque de armazenamento "HTank"e uma *fuel cell* "FC". A configuração pode ser observada na Figura 4.8.

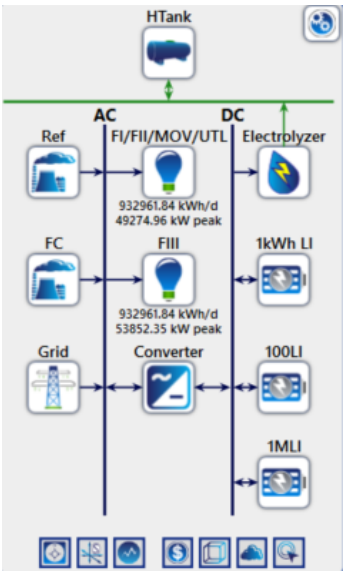


Figura 4.8: Configuração 1

De modo a estudar a implementação de SAE foram utilizadas as seguintes variáveis de sensibilidade:

- Preço do Gás Natural: preço de 2019, preço de 2022 e preço previsto a 20 anos;
- Preços das Licenças de Emissão de CO_2: preço de 2019, preço de 2022 e preço previsto a 20 anos;
- Variações das cargas elétricas: variação de 5%, positiva e negativa, bem como a eliminação destas mesmas;
- Preços de Eletricidade: preços de 2019 e preços de 2022.

Os valores das variáveis podem ser encontrados na Figura 4.9.

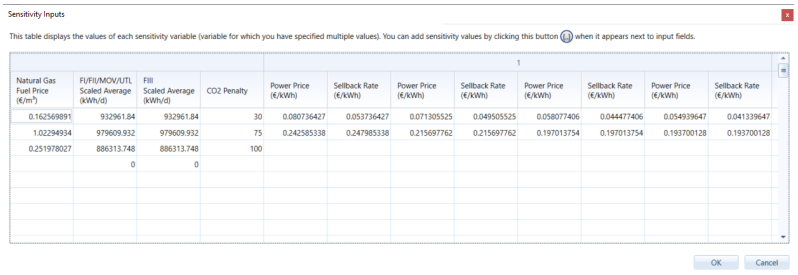


Figura 4.9: Parâmetros de Sensibilidade do *Homer Pro* para a Configuração 1

Para efeitos desta análise, para todas as simulações, além da arquitetura sugerida, serão estudados dois cenários, um com as características atuais e um com valores previstos para o futuro.

O cenário presente com preço das emissões a 75€/ton, preço do gás natural de 1.02€/m3 e preços de eletricidade de 2022. O cenário futuro com 100€/ton, 0.25€/m3 e preços de 2019 que se assemelham às previsões vistas no Capítulo 2 respetivamente para as variáveis mencionadas anteriormente.

Quanto ao espaço de procura este encontra-se representado na Figura 4.10.

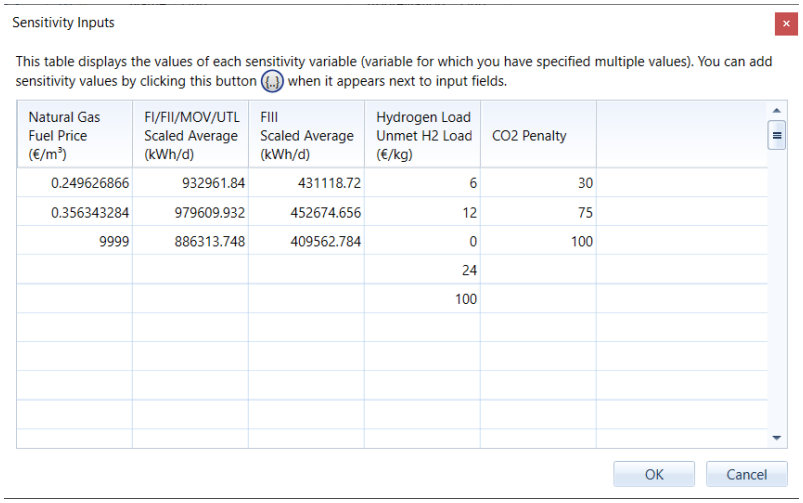


Figura 4.10: Parâmetros de Sensibilidade do *Homer Pro* para a Configuração 1

4.3.1.1 Cargas Elétricas

No caso da refinaria as nossas cargas elétricas estão divididas em FI/FII/MOV/UTL e FIII. Sendo que para efeitos de simulação os valores usados correspondem aos valores mais recentes de 2021 que foram apresentados no Capítulo 3.

Estes valores foram inseridos no Homer Pro importando a série de valores temporais. O resultado está ilustrado na Figura 4.11 com o exemplo da carga FI/FII/MOV/UTL. O mesmo foi feito para a carga FIII.

4.3.1.2 Rede

Um fator importante para a estudar a viabilidade económica é a rede e os preços de compra e venda de energia da mesma.

Para modelar a rede existem quatro modos diferentes:

- Preços Simples: permite a definição de um preço de compra, um preço de venda e uma capacidade de venda;
- Preços em Tempo Real: define preços numa base horária com base numa série temporal;
- Preços Especificados: permite diferentes preços para diferentes períodos diários e meses;
- Extensão da Rede: compara o custo de uma extensão da rede com o custo do modelo sem ligação à rede.

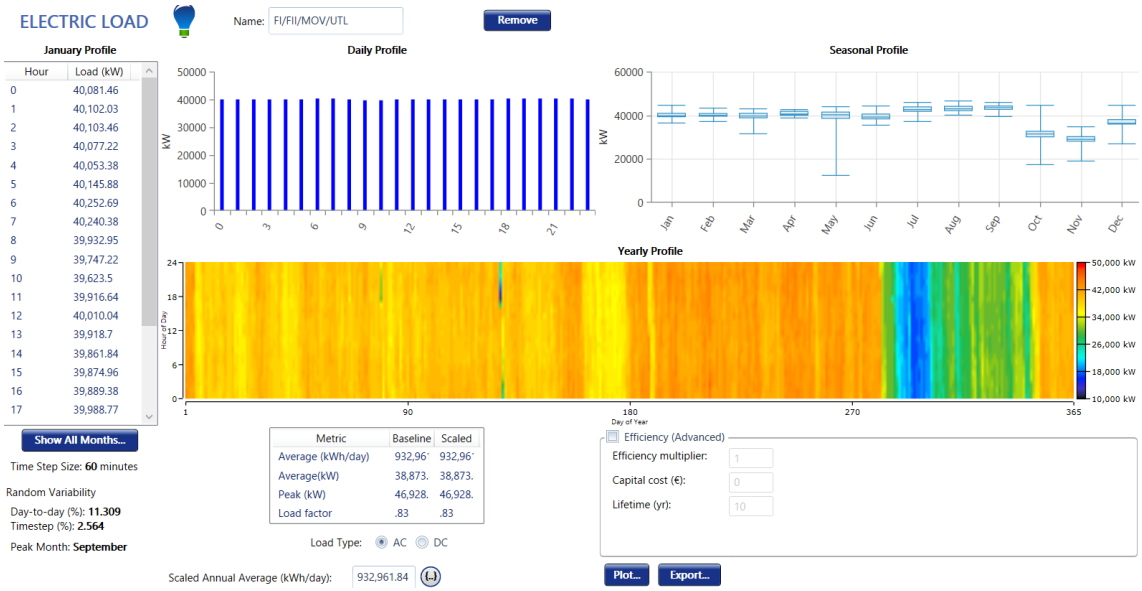


Figura 4.11: Carga FI/FII/MOV/UTL vista no *Homer Pro*

Foi escolhido o modo Preços Especificados uma vez que permite a definição de valores específicos para períodos horários bem como fazer dos preços variáveis de sensibilidade. Neste modo foram definidos os períodos horários de ponta, cheias, vazio normal e super vazio de acordo com dados da ERSE [129], como apresentado na Figura 4.12 com os preços de 2022. A cor vermelha corresponde ao período de ponta, o laranja mais escuro a cheio, laranja claro a vazio normal e o bege a super vazio.

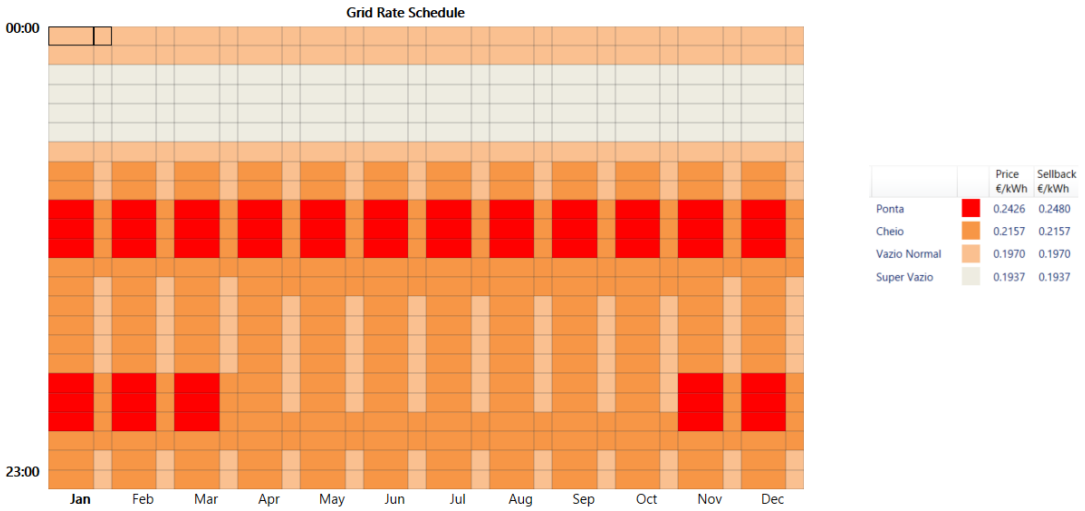


Figura 4.12: Períodos Horários no *Homer Pro*

A este preço acresce a Tarifa de Acesso à Rede que pode ser encontradas na Tabela 3.3. Tal foi contabilizado através da secção *Demand Rates* demonstrada na Figura 4.13 com preços de 2022.

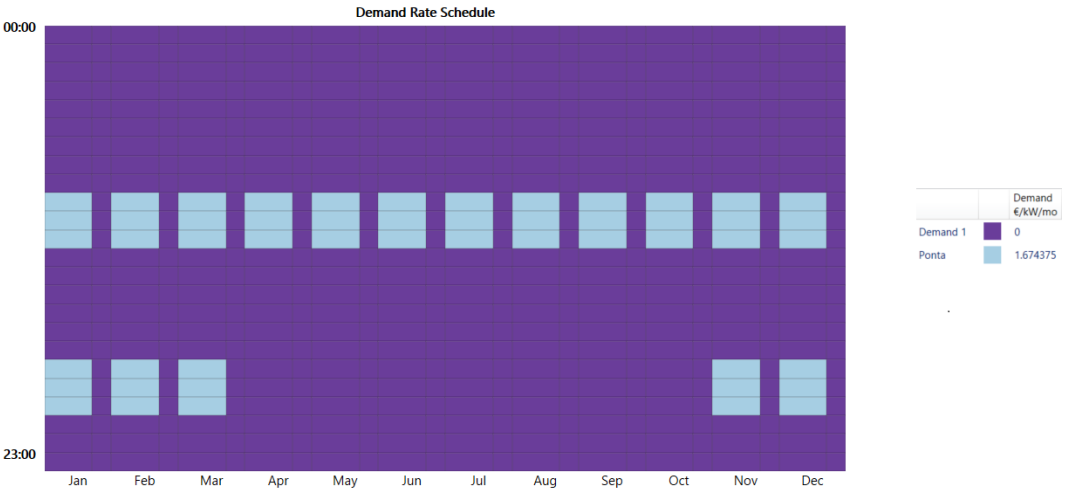


Figura 4.13: Tarifa de Acesso à Rede no *Homer Pro*

Nos parâmetros foram considerados sistemas com e sem a rede, sem custos de interligação e de extensão da rede como é possível ver na Figura 4.14.

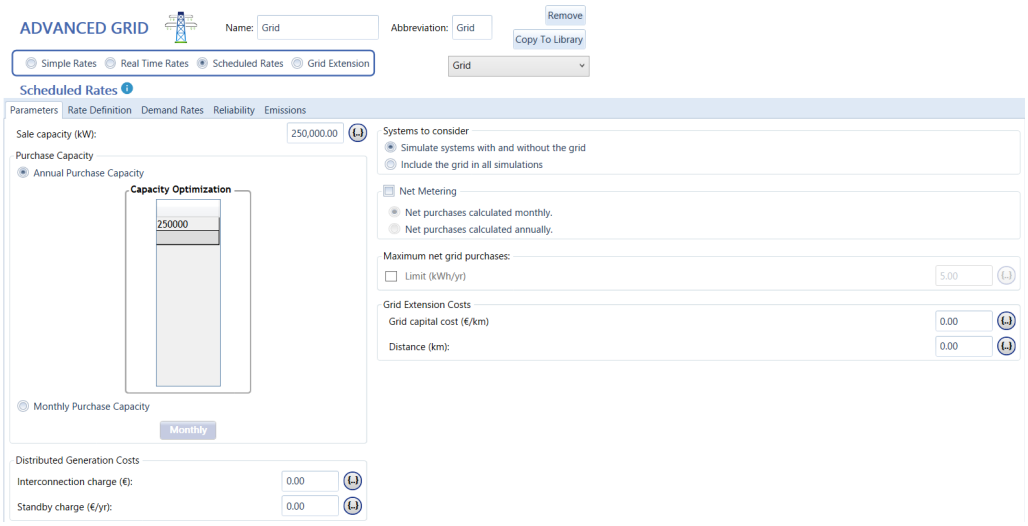


Figura 4.14: Menu da Rede no *Homer Pro*

Quanto às emissões de acordo com o relatório da APA [130] as emissões de CO_2 equivalentes em tonelada por MWh para a produção de energia são de 0.184. O que equivale a 184 g/kWh, valor que foi inserido no *Homer Pro*.

4.3.1.3 Cogeração

Estes grupos tem manutenções a cada 25000 horas, sendo que às 50000h tem uma manutenção mais aprofundada (*major*), sendo que existem contratos de manutenção nesse sentido. Foi assumido que cada grupo tem o custo de 400€/kWh [131].

4.3.1.4 Turbogeradores

Além da produção de energia elétrica na central de cogeração, existem ainda turbogeradores que aproveitam a energia térmica do vapor sob pressão gerando energia elétrica. O vapor aproveitado por estes pode ser considerado como o vapor em excesso existente, ou seja, o vapor não necessário para os processos da refinaria.

Como referido anteriormente apenas se encontram em funcionamento a TG 4 e a TG 5, sendo que cada uma pode produzir 19 e 17,5 MW respetivamente, dependendo do vapor de admissão.

Foi assumido que cada grupo tem o custo de 372,95 €/kW.

4.3.1.5 Modelação da Cogeração e Turbogeradores

Foi considerado apenas um grupo gerador, composto pela cogeração e turbogeradores como representado na Figura 4.15. Foi considerado que este agregado consome gás natural e a sua curva de combustível encontra-se na Figura 4.16. Para a elaboração desta curva de consumo foram usados dados retirados de um modelo desenvolvido previamente [132].

Os valores de custo capital e de operação e manutenção consistem no agregado dos custos de cada grupo da congelação e dos dois turbogeradores. Para tal foi feita uma média dos valores diferentes relativos aos dois equipamentos, nomeadamente para os custos de operação e manutenção, custos de capital para efeitos de substituição e horas de manutenção.

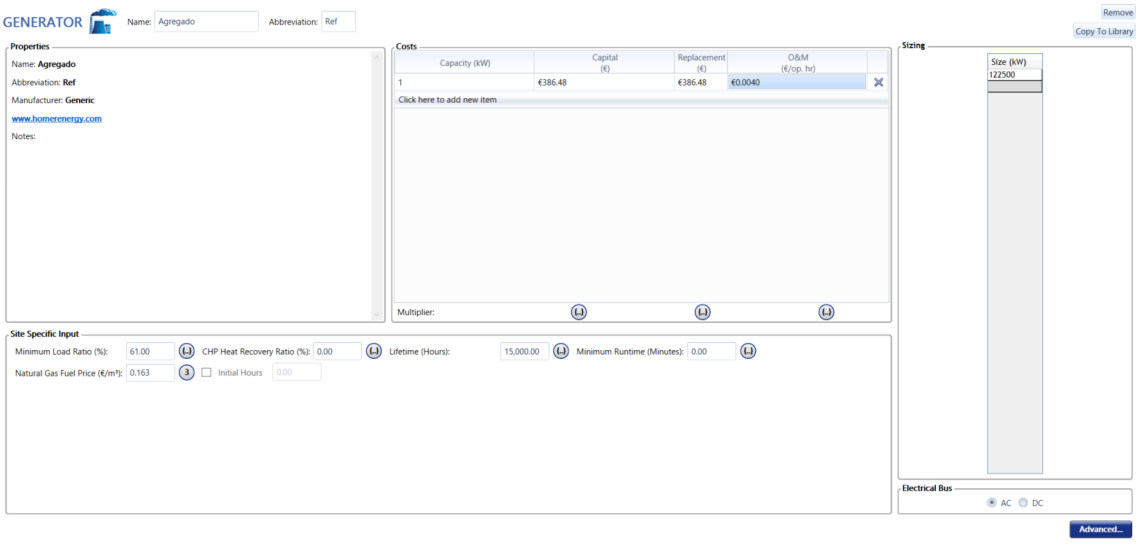


Figura 4.15: Agregado

4.3.1.6 Armazenamento em baterias de Li-Ion

Os custos para estas baterias foram estudadas no Capítulo 2, para este estudo será assumido um tempo de vida de 15 anos e os seguintes custos para cada bateria com tamanho diferente representados na Tabela 2.48.

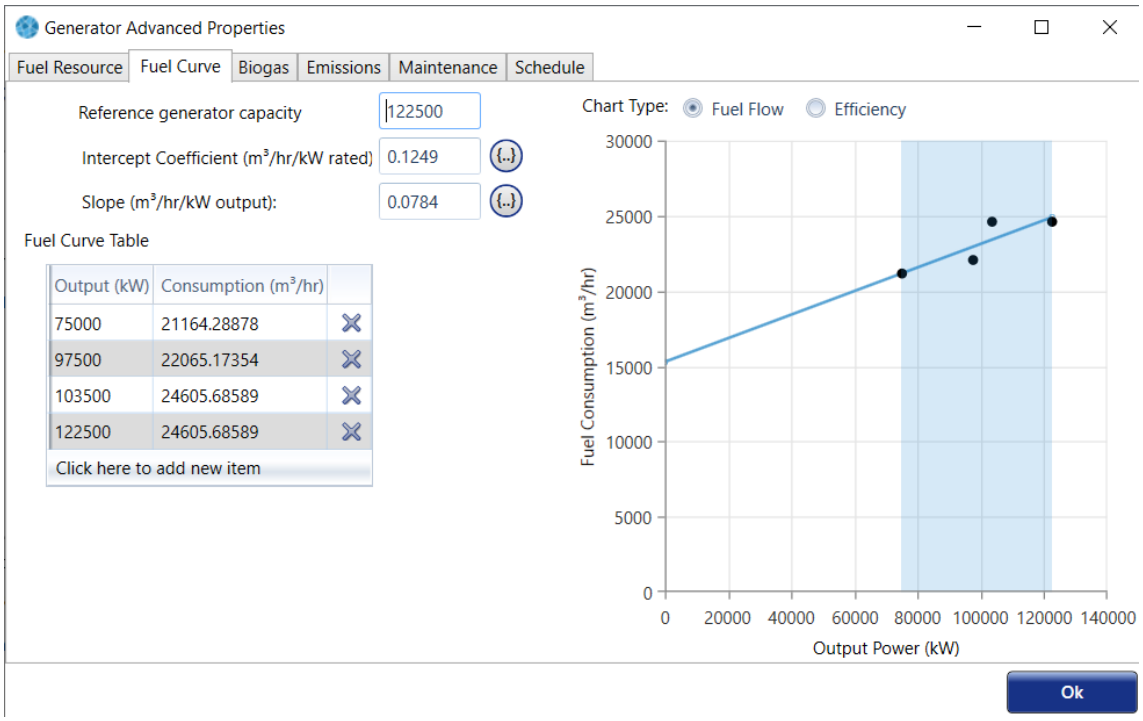


Figura 4.16: Curva de Combustível do Agregado

Tabela 4.1: Custos das Baterias Li-Ion

Tamanho	Custo Capital (Potência) (€)	Custo de Operação e Manutenção (€/ano)
1 kWh	200	10
100 kWh	20000	500
1 MWh	200000	2500

A introdução destes parâmetros no *Homer Pro* encontra-se exemplificada para a bateria mais pequena na Figura 4.17. O *Homer Pro* utiliza um modelo de armazenamento idealizado que assume uma curva de descarga plana porque a tensão de alimentação permanece praticamente constante durante o ciclo de descarga.

4.3.1.7 Produção de Hidrogénio com Eletrolizador

Quanto ao eletrolizador caso seja usado um AEM, de 100 MW o seu preço será cerca de 479,82 a 959,65 €/kW [17]. A eficiência é de 59 a 70% [17]. Sendo que os custos de operação e manutenção são de 48,02 €/kW/ano [115].

O *Homer Pro* assume que o eletrolizador tem uma eficiência constante, de modo que uma certa quantidade de eletricidade sempre resultará em uma certa quantidade de hidrogénio.

Sabemos ainda que o eletrolizador a ser utilizado será um eletrolizador de 100 MW. A configuração do eletrolizador e dos seus parâmetros pode ser encontrada na Figura 4.18.

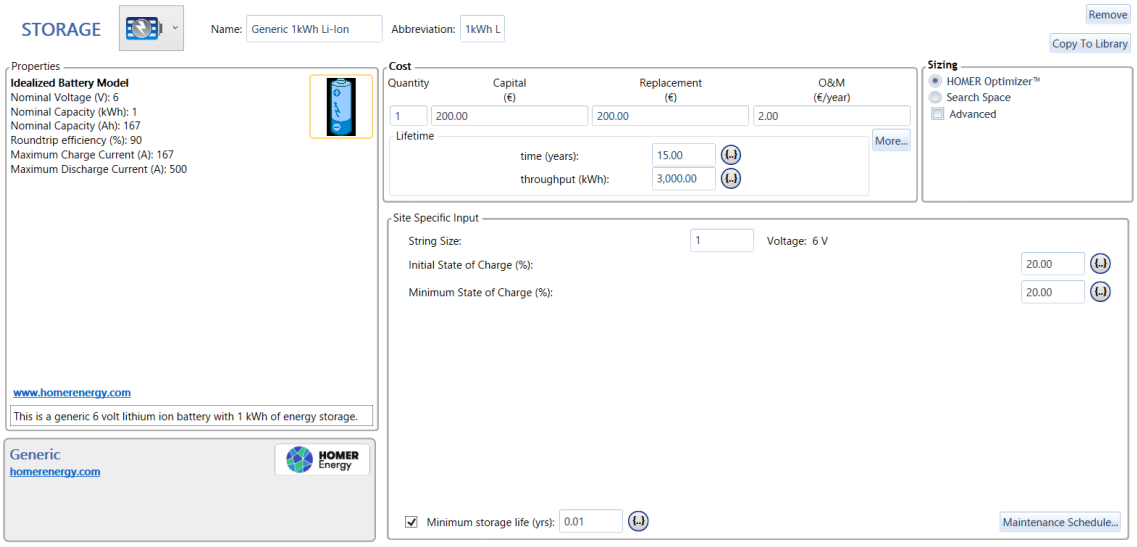


Figura 4.17: Configuração de uma Bateria no *Homer Pro*

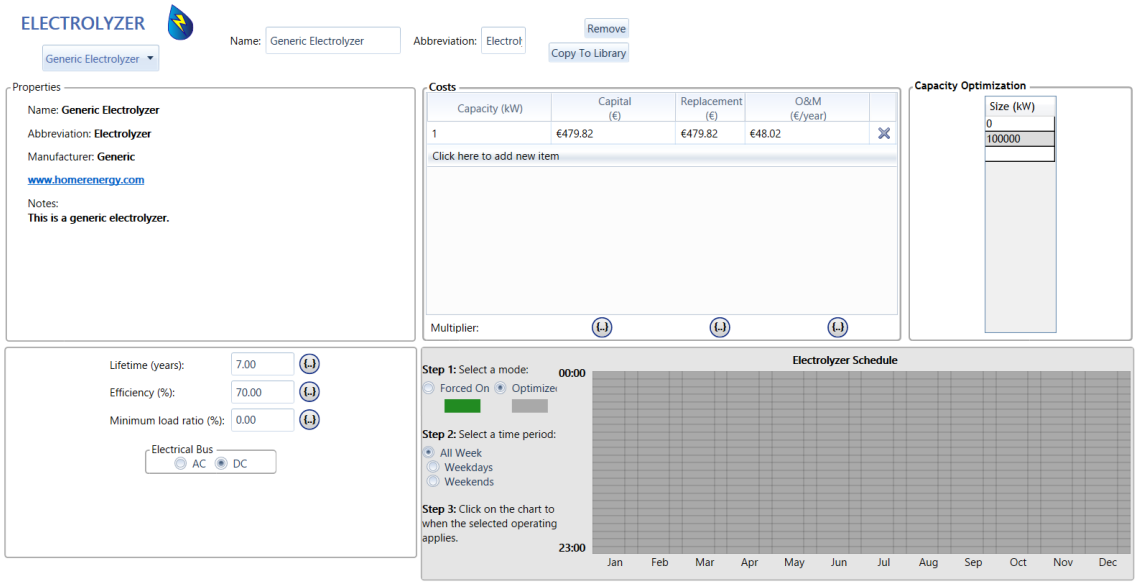


Figura 4.18: Configuração do Eletrolizador no *Homer Pro*

4.3.1.8 Armazenamento de Hidrogénio

Os custos de armazenamento por kWh são de 18,94€ [121] [122]. Assumindo que 1 kg de hidrogénio representa 33 kWh [133] temos que o custo é de 625,02€/kg [122]. Irá ser assumido um custo de manutenção de 0,067€/kg assumindo a mesma conversão. Por fim o tempo médio de vida usado foi de 20 anos [122].

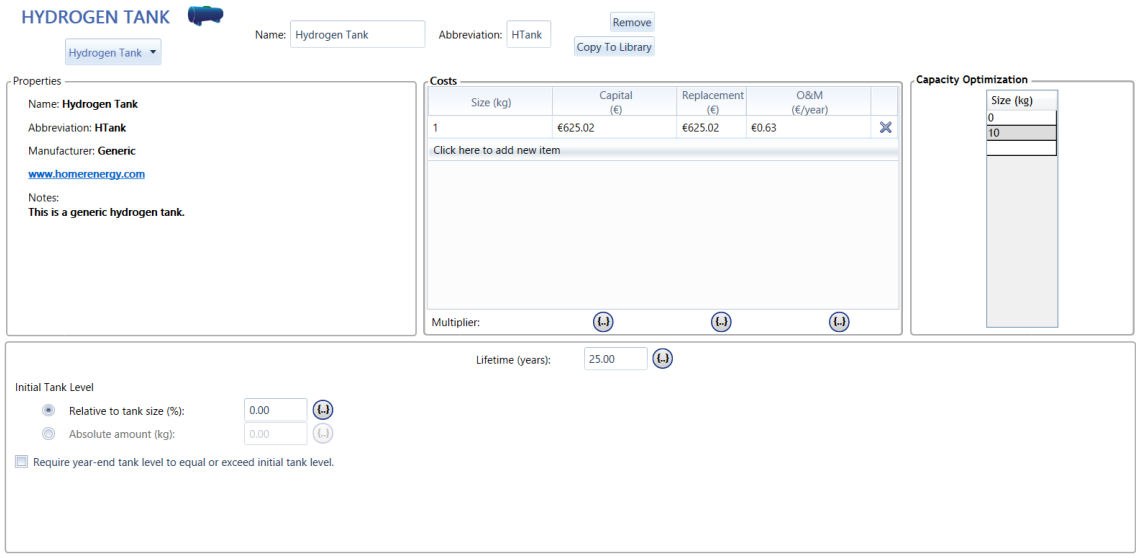


Figura 4.19: Configuração do Tanque de Hidrogénio no *Homer Pro*

4.3.1.9 Conversão de Hidrogénio em eletricidade com pilhas de combustível

O custo de uma *fuel cell* PEM é de 1254,71€/kW e os encargos de manutenção representam 12,74€/kW anuais [134]. Tem ainda uma vida esperada de 40 mil horas [134]. Considerando uma eficiência de 60% [123].

No *Homer Pro* uma *fuel cell* é um gerador específico cujo combustível é o hidrogénio armazenado que transforma em energia elétrica. A configuração deste componente encontra-se na Figura 4.20.

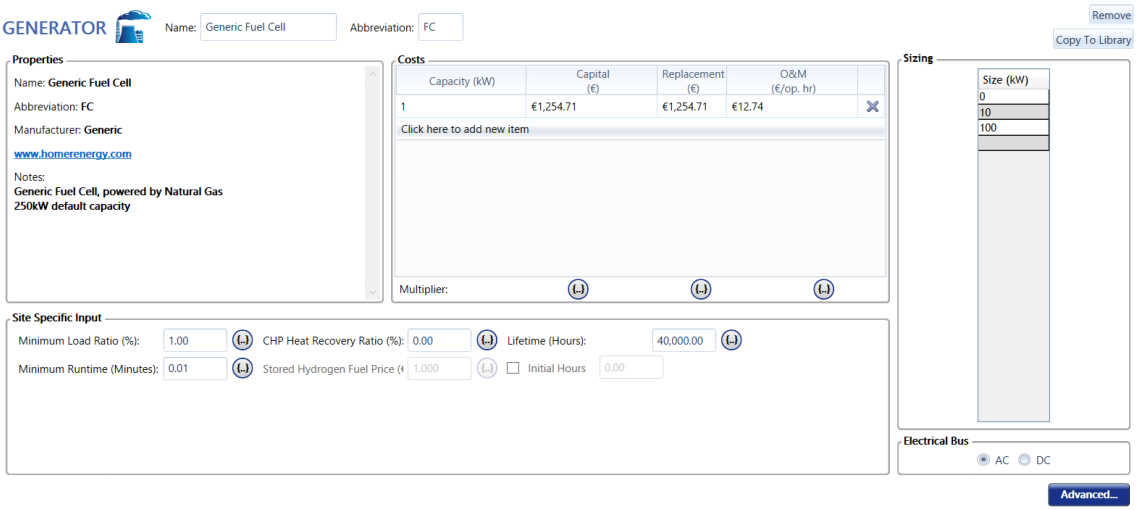


Figura 4.20: Configuração da *Fuel Cell* no *Homer Pro*

Sabendo que esta eficiência é calculada através da seguinte fórmula [135]:

$$EficienciaEletrica(\%) = \frac{EnergiaEletrica}{HHVouLHVdocombustivelusado}$$

Sendo que o HHV corresponde ao *Higher Heating Value* e LHV que corresponde ao *Lower Heating Value*, que para o hidrogénio tem o valor de 39,4 kWh e 33,3 kWh respetivamente [136]. Considerando um valor intermédio de 35 kWh, temos:

$$60(\%) = \frac{EletricidadeProduzida}{35(kWh)}$$

Obtendo assim 21 kW por cada kg de hidrogénio.

4.3.1.10 Cenários

Para esta configuração além de uma análise geral com base nas variáveis de sensibilidade e diferentes arquiteturas vencedoras do sistema já expostas anteriormente, foram analisados dois cenários específicos. O primeiro denominado de cenário presente e o segundo de cenário futuro, cada um com os seguintes valores de variáveis de sensibilidade:

- Cenário Presente:
  - Preço de Gás Natural: 1.02294934€/m^3;
  - Licenças de Emissão e CO_2: 75€/ton;
  - Preço de Eletricidade: preços de 2022.
- Cenário Futuro:
  - Preço de Gás Natural: 0.251978027€/m^3;
  - Licenças de Emissão e CO_2: 100€/ton;
  - Preço de Eletricidade: preços de 2019.

Os valores utilizados para estes cenários foram estudados no Capítulo 2 e embora o cenário de preços previsto no futuro não seja exatamente o visto em 2019, este último assemelha-se ao previsto em termos de valor médio por MWh [137].

4.3.2 Configuração 2

De modo a produzir hidrogénio esta configuração recorre ao eletrolizador modelado anteriormente e a dois PPA, um solar e outro eólico. Como tal a configuração é a apresentada na Figura 4.21. A integração da rede na configuração serve para escoar o excesso de energia proveniente dos PPA que não alimente o eletrolizador, sendo o preço de venda à rede o valor de compra, com os outros parâmetros iguais aos vistos para a Configuração 1, vistos na Secção 5.2.

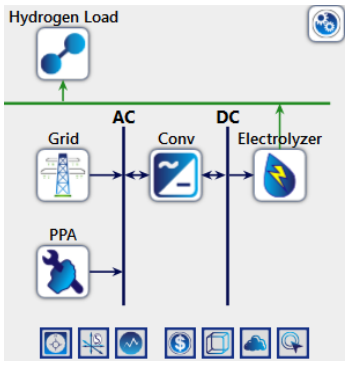


Figura 4.21: Configuração 2

Esta segunda configuração tem o objetivo de estudar a viabilidade da produção de hidrogénio com recurso a energia renovável. Irão ser vistas duas situações, uma em conformidade com os limites das interligações existentes na Refinaria de Sines e outra sem estas limitações de modo a observar o potencial do eletrolizador.

4.3.2.1 Carga de Hidrogénio

Como referido anteriormente a Refinaria é um grande consumidor de hidrogénio. Esta carga foi modelada como sendo de 7813 kg/h, com uma variabilidade aleatória diária de 10% e entre *time step* de 5%. O objetivo desta variabilidade é introduzir oscilações que podem ocorrer na operação da Refinaria. O seu perfil pode ser encontrado na Figura 4.22.

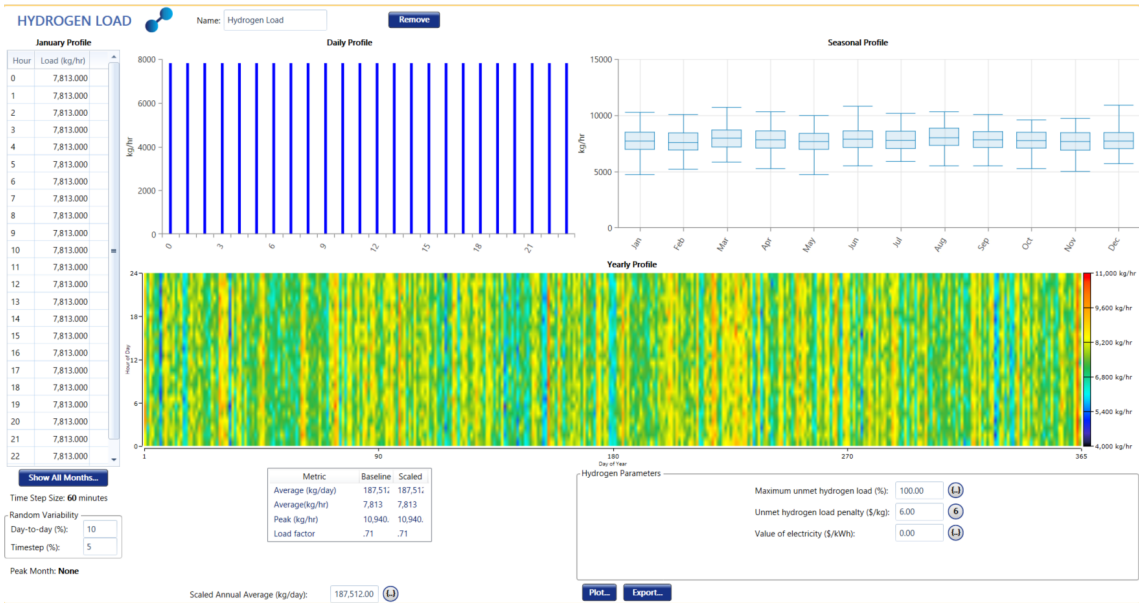


Figura 4.22: Carga de Hidrogénio vista no *Homer Pro*

4.3.2.2 PPA de Produção Fotovoltaica e Eólica

De modo a simular a compra com garantias de origem foi inserido na rede um Componente Personalizado do Contrato de Compra de Energia (PPA ou *Power Purchase Agreement*) Solar e Eólico, as configurações do primeiro encontram-se na Figura 4.23. O PPA pode modelar um contrato comum usado para comprar eletricidade de um fornecedor.

Para o recurso solar e eólico foram usados os dados trabalhados no Capítulo 3, importando a série temporal e obtendo a produção por kWh. Os valores utilizados para o LCOE foram obtidos através da simulação da inserção de tecnologias fotovoltaicas e eólicas na Refinaria com recurso ao *Homer Pro*. Foram assim obtidos os valores de 0.0496 e 0.0771 €/kWh para a energia solar e eólica respetivamente. Para o PPA de produção fotovoltaica e eólica foram combinadas as produções e calculado o valor ponderado de LCOE, valor de 0.0565 €/kWh.

Como valor de LCOE futuro para o recurso solar fotovoltaico foi usado o valor de 0.02€/kWh e para o eólico 0.03€/kWh como foi visto no Capítulo 2, para a combinação foi calculado o valor de 0.0225 €/kWh.

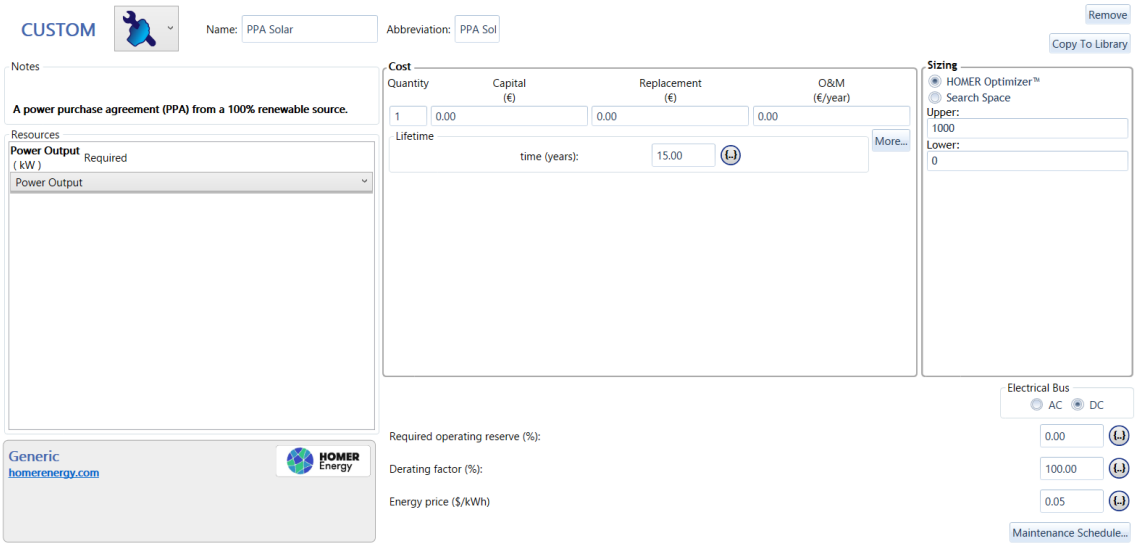


Figura 4.23: PPA Solar no *Homer Pro*

4.3.2.3 Cenários

Para este estudo serão vistos 3 cenários:

- Produção de Hidrogénio com recurso a PPA Solar;
- Produção de Hidrogénio com recurso a PPA Eólico;
- Produção de Hidrogénio com recurso a PPA Solar e Eólico;

Sendo que dentro destes cenários será analisado o seu desempenho considerando os limites da interligação e desconsiderando-os.

4.4 Indicadores Relevantes do Desempenho do Sistema

Como resultado de sensibilidade o *Homer Pro* dá-nos o LCOE, este indicador é definido pelo custo médio por kWh, no caso dos resultados apresentados no *Homer Pro*, de energia elétrica útil produzida pelo sistema. Para o seu cálculo o *Homer Pro* divide o custo anualizado do sistema (o custo anual total menos o custo de fornecer da carga térmica) pela carga elétrica total fornecida. No nosso caso não existe carga térmica logo o LCOE é o custo total anualizado do sistema pela carga elétrica servida.

$$LCOE = \frac{Custo_{\text{anualizado total}} - Custo_{\text{alimentar a carga térmica}}}{Energia_{\text{fornecida}}}$$

O LCOS quantifica o custo nivelado de eletricidade armazenada. Este é o quociente entre o custo total de investimento, em euros, e o total da energia fornecida durante o tempo de vida em kWh.

$$LCOS = \frac{Custo_{\text{anualizado total}}}{TempoDeVida(ciclos) * Capacidade(kWh) * EficienciaDaBateria(\%)}$$

Já o LCOH, o custo médio por kg de hidrogénio produzido. Este é o quociente entre a subtração do valor da eletricidade multiplicado pela soma da energia produzida ao custo anualizado total e a produção de hidrogénio.

$$LCOH = \frac{Custo_{\text{anualizado total}} - valor_{\text{eletricidade}}(Energia_{\text{AC,DC}} + Energia_{\text{rede,vendas}})}{Producao_{\text{Hidrogénio}}}$$

Capítulo 5

Aplicação da Metodologia

Após a exposição do caso de estudo e das suas respetivas condições, bem como a apresentação da metodologia e cenários é necessário expor os resultados obtidos. Assim serão analisadas as configurações propostas anteriormente aliadas às variáveis de sensibilidade já definidas.

No presente capítulo primeiramente será feita a análise do caso base da Refinaria de Sines, ou seja, a configuração e conjetura atual. Seguidamente irão ser apresentadas as 2 diferentes configurações com as respetivas variáveis de sensibilidade e para os dois cenários de preços. Por fim serão tecidas considerações sobre as simulações bem como apresentado um resumo das conclusões retiradas.

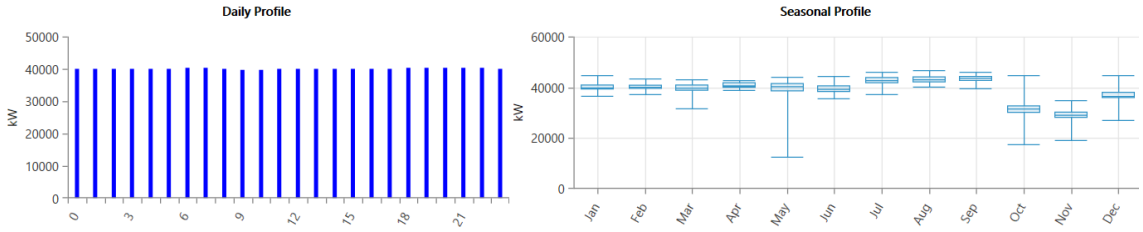
5.1 Análise do Caso Base

O caso base representa a situação atual da Refinaria de Sines, ou seja, a cogeração e os turbogeradores a alimentar as duas cargas elétricas e a carga de hidrogénio fornecida por um *steam reformer*. Para este caso será analisado o sistema com o cenário presente. Nestas condições as variáveis de sensibilidade tomam os seguintes valores estudados no Capítulo 2:

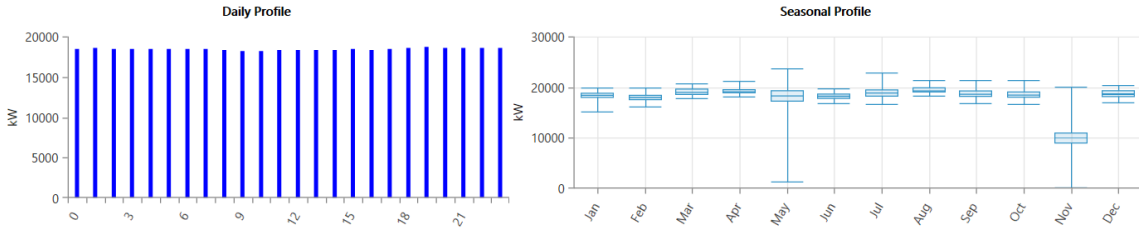
- Penalização de Emissões de CO2: 75€/ton;
- Preço de Gás Natural: 1.02 €/m3, equivalente a 96.96€/MWh, valor retirado do histórico de valores do Mibgas [138];
- Valor Médio da Carga FI/FII/MOV/UTL: 932.961 MWh/dia;
- Valor Médio da Carga FIII: 431.118 MWh/dia;

Os perfis das cargas elétricas e da carga de hidrogénio no cenário atual tem o seguinte comportamento e padrão representado na Figura 5.1.

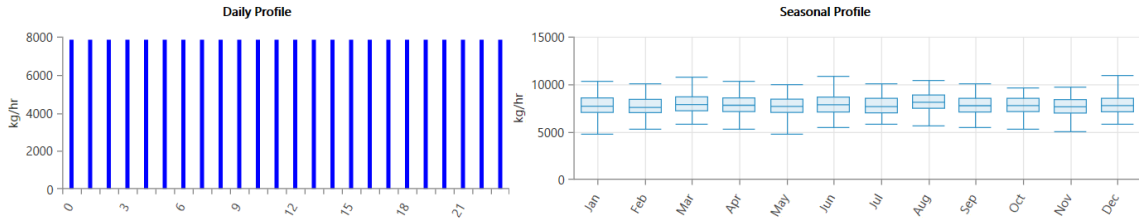
Fazendo uma análise estatística é possível ver o valor médio por dia, valor médio, valor pico e fator de carga na Tabela 5.1.



(a) FI/FII/MOV/UTL



(b) FIII



(c) Hidrogénio

Figura 5.1: Perfis Diários e Sazonais das Cargas Elétricas e de Hidrogénio

Tabela 5.1: Valores das Cargas Elétricas

	FI/FII/MOV/UTL	FIII	H2
Média (MWh/dia ou ton/dia)	932.961	431.118	187.512
Média (MW ou ton)	38.873	17.963	7.813
Pico (MW ou ton)	46.928	23.700	1.094
Fator de Carga	0.83	0.76	0.71

Sabemos ainda que para a FI/FII/MOV/UTL o mês pico é Setembro com uma variabilidade diária de 11% e horária de 3%. Para a FIII a variabilidade diária é de 20% e horária de 8%. Já a carga de hidrogénio não tem mês pico e a variabilidade é a introduzida no Capítulo 4.

Para este caso de sensibilidade o *Homer Pro* demonstra que a arquitetura mais favorável para cumprir os requisitos do sistema e ser mais viável economicamente é a utilização da central de cogeração com interligação com a rede, vendendo a energia em excesso a esta.

Na Figura 5.2 é possível observar que os custos desta configuração se prendem maioritariamente com os custos de combustível, neste caso do gás natural. O LCOE, apresentado na Figura em €/kWh, é de 71.184€/MWh, um valor dentro do esperado para o tipo de produção modelado.

Todas estas cargas foram fornecidas com recurso ao Agregado como é possível observar na Figura 5.3. As características deste mesmo grupo gerador podem ser encontradas na Figura 5.4.

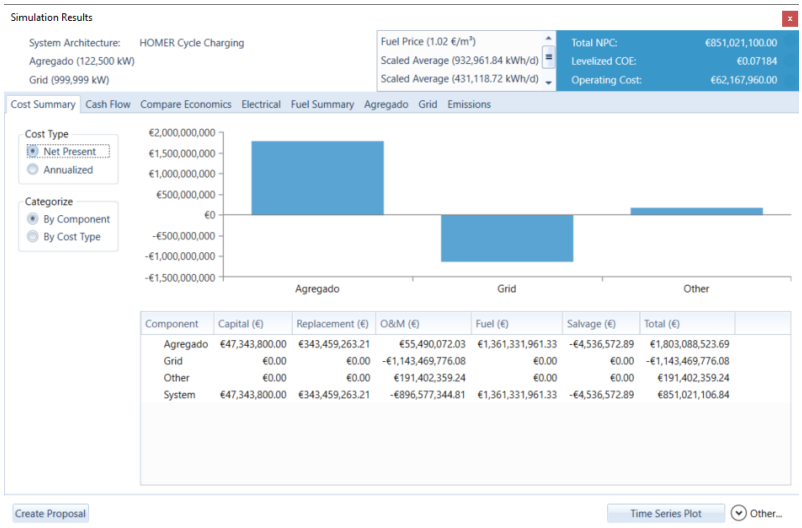


Figura 5.2: Sumário de Custos do Caso Base no *Homer Pro*

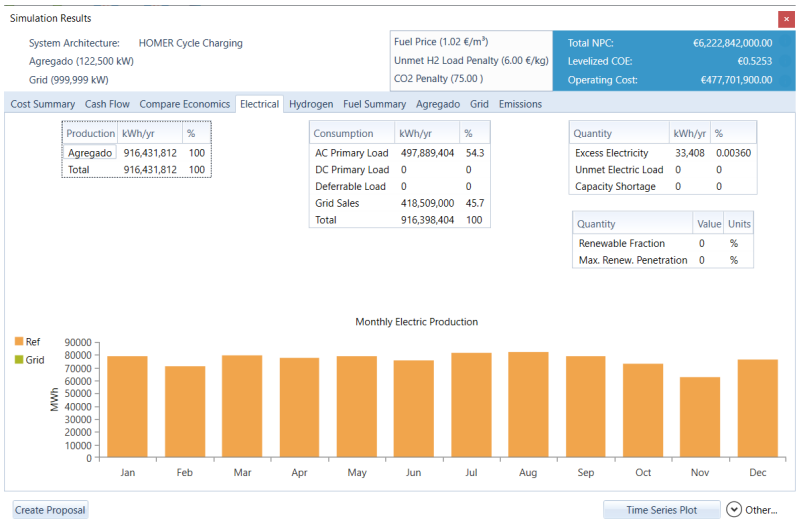


Figura 5.3: Sumário da Produção Elétrica do Caso Base no *Homer Pro*

A eletricidade em excesso mostrada na Figura 5.3 deve-se a uma redução súbita na carga elétrica da Refinaria e a obrigatoriedade do grupo gerador de produzir 61% da sua capacidade devido às necessidades térmicas do complexo e características técnicas dos grupos geradores. A diferença entre a produção do agregado e o consumo da Refinaria foi vendida à rede, sendo este valor relativamente constante ao longo do ano, como se pode observar na Figura 5.5.



Figura 5.4: Sumário do Agregado do Caso Base no *Homer Pro*

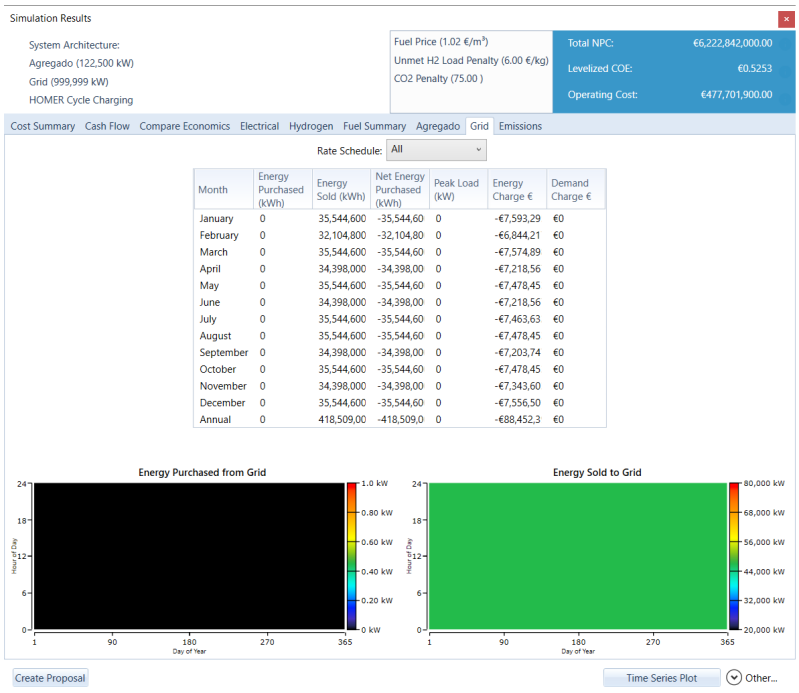


Figura 5.5: Sumário da Rede do Caso Base no *Homer Pro*

Estes resultados podem ainda ser comprovados observando a Figura 5.6, onde se encontram os gráfico representativos da evolução das variáveis ao longo de um ano. Como referido anteriormente a carga elétrica é alimentada na sua totalidade pelo Agregado, sendo o restante vendido à rede, como pode ser comprovado com os dados da Figura 5.3, o período correspondente à eletricidade em excesso é também facilmente identificado.

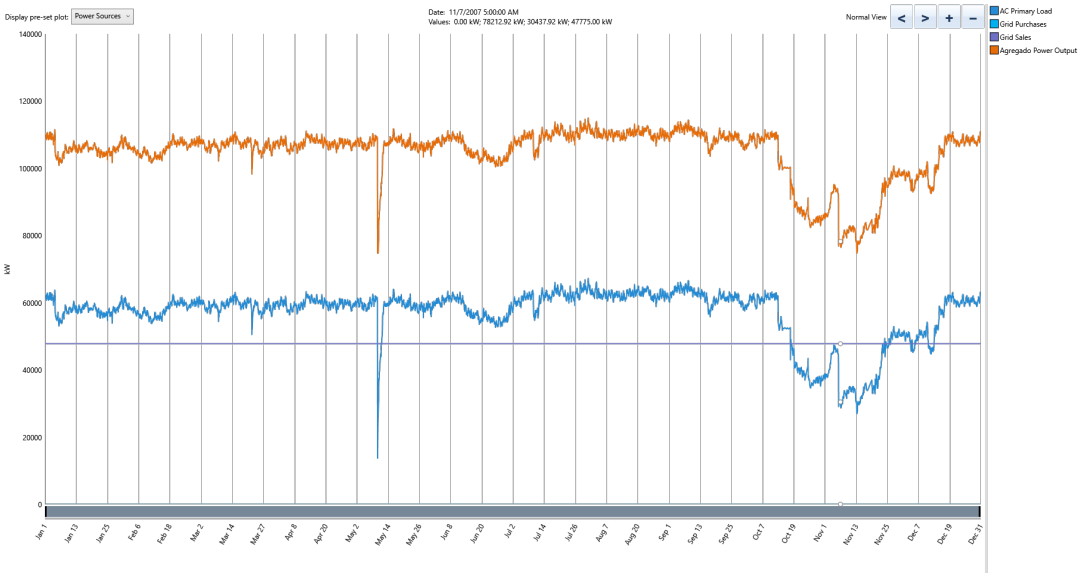


Figura 5.6: Série Temporal do Caso Base no *Homer Pro*

5.2 Configuração 1 - SAE

Para este conjunto de simulações, uma para cada cenário de preço, os elementos a incorporar possivelmente são os apresentados na Figura 4.8 e modelados no Capítulo 4. O foco desta simulação é testar as diferentes configurações e quais os componentes incorporados nas soluções vencedoras, ou seja, a implementação do eletrolizador bem como as baterias de lítio para armazenamento de energia.

Analisando os resultados obtidos podemos concluir que as arquiteturas vencedoras para todas as combinações entre preços de gás natural, licenças de CO_2, eletricidade e variação das duas cargas elétricas diferem apenas no uso ou ausência da rede para a arquitetura ideal. Esta relação encontra-se apresentada nas Figuras 5.7, 5.8 e 5.9, onde podemos observar que as variáveis de decisão são as variação das cargas. Para os gráficos apresentados nesta secção, os valores das variáveis de sensibilidade é, a não ser que indicado, o visto no cenário presente. O uso do Agregado isoladamente é apenas utilizado para valores mais reduzidos das cargas comparativamente aos atuais. Mesmo com as variações introduzidas nas cargas, preço do gás natural e penalização de emissões não se justifica o uso de baterias ou de armazenamento químico.

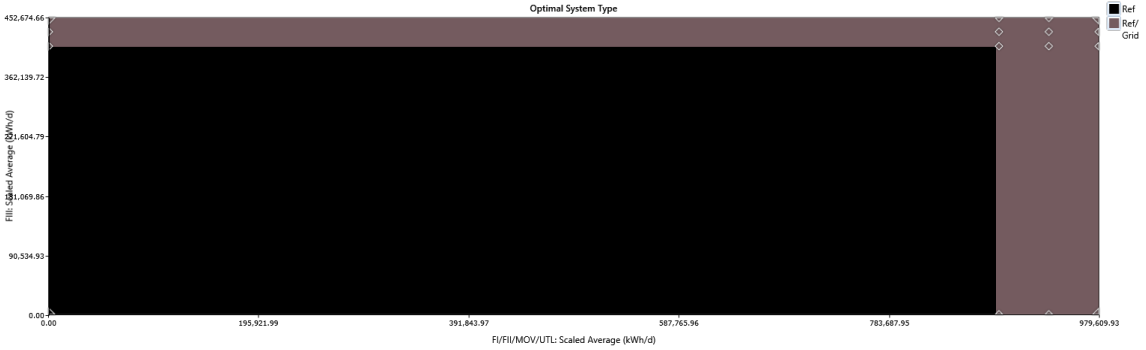


Figura 5.7: Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII na Arquitetura Vencedora da Configuração 1

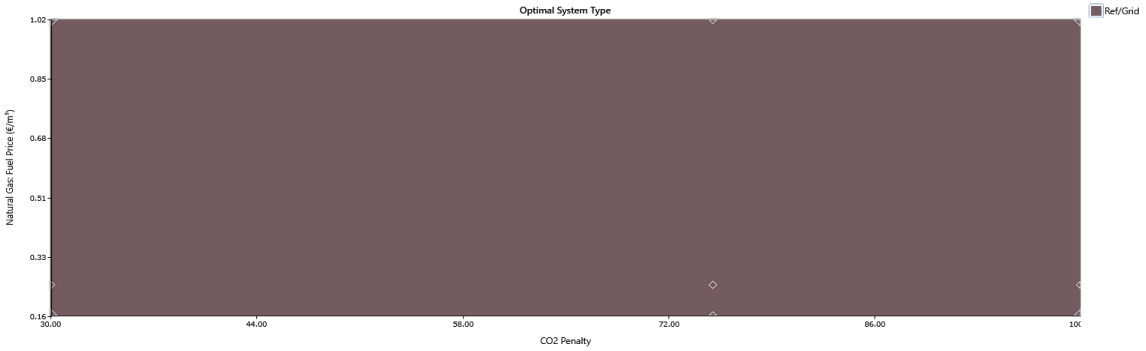


Figura 5.8: Influência do Preço de Gás Natural e Licenças de CO_2 na Arquitetura Vencedora da Configuração 1

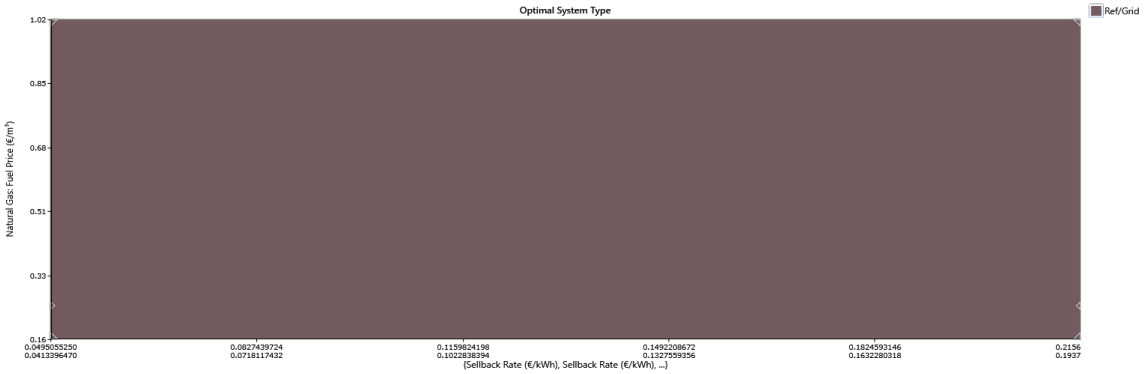


Figura 5.9: Influência do Preço do Gás Natural e Eletricidade na Arquitetura Vencedora da Configuração 1

Estas variáveis tem também impacto no NPC, como se pode ver nas Figuras 5.10 e 5.11. A maior variação pode ser vista com a variação do gás natural, surgindo até preços de NPC negativos devido ao uso do cenário de preço de 2022 para averiguar a relação no entanto não existe qualquer cenário em que tal seja possível.

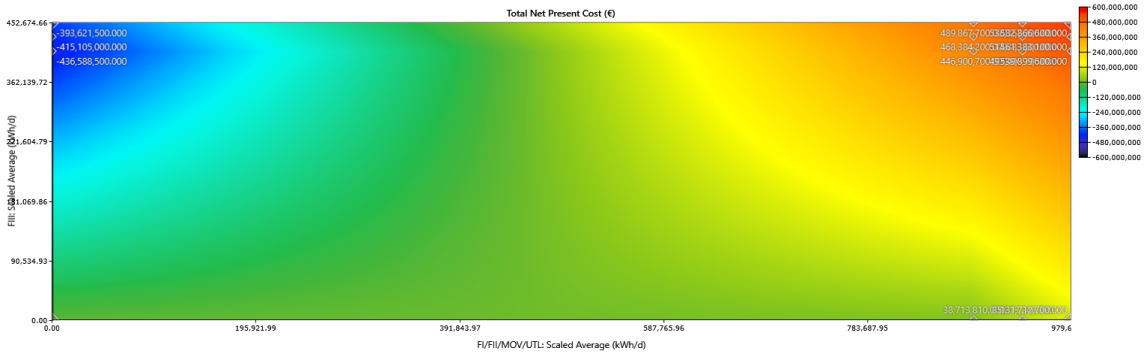


Figura 5.10: Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII no NPC da Configuração 1

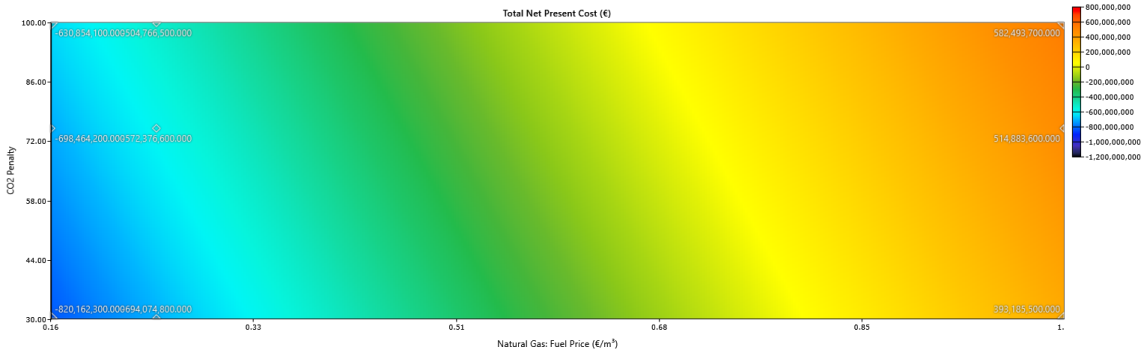


Figura 5.11: Influência do Preço de Gás Natural e Licenças de CO_2 no NPC da Configuração 1

Relativamente ao LCOE podemos ver o impacto das variáveis de sensibilidade no seu valor nas Figuras 5.12 e 5.13. Como seria de esperar o aumento de cada carga individualmente aumenta o LCOE. Relativamente às licenças de CO_2, como esperado o seu aumento leva a um aumento do custo do sistema o que implica um maior LCOE. No entanto a sua influência não é tão relevante como o preço do gás natural, que como vimos no Caso Base, secção 5.1, é uma das maiores fatias dos custos do sistema com aquela arquitetura e que se aplica também a todas as arquiteturas desta simulação. De ressalvar que os valores extremamente baixos de LCOE que se podem observar na análise de sensibilidade não poderiam ocorrer nos cenários previstos apenas em determinadas combinações de variáveis que não se verificam.

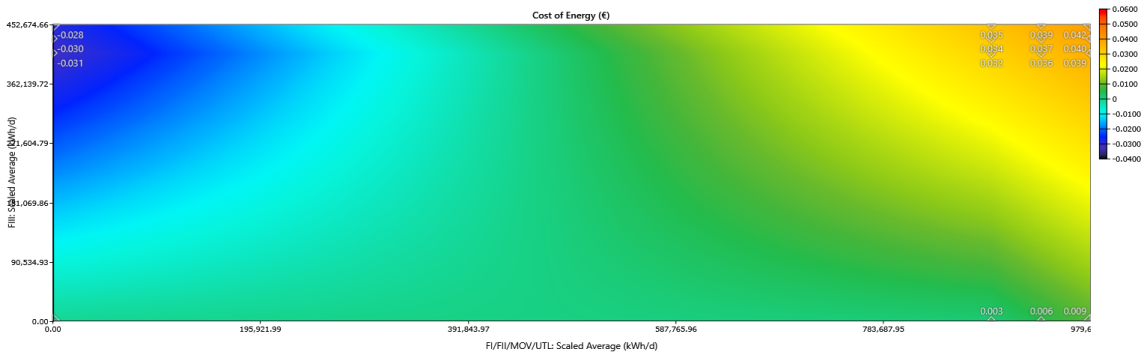


Figura 5.12: Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII no LCOE da Configuração 1

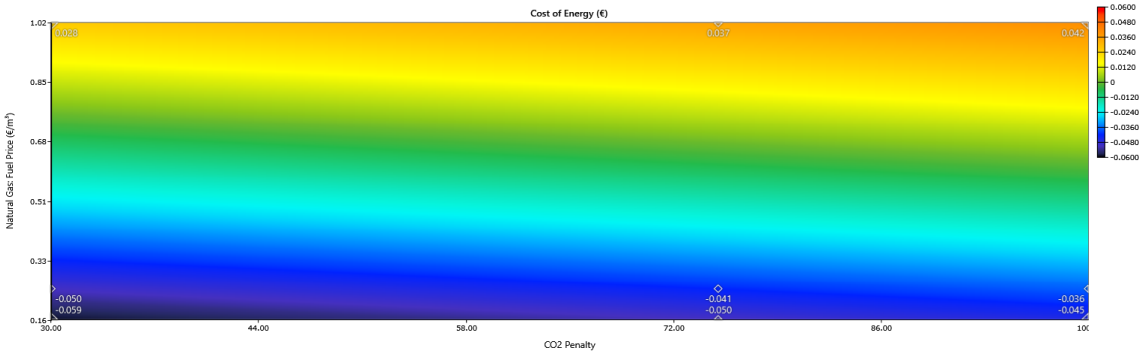


Figura 5.13: Influência do Preço de Gás Natural e Licenças de CO_2 no LCOE da Configuração 1

Podemos ainda concluir que todas as variáveis de sensibilidade afetam a produção do Agregado, como se pode ver nas Figuras 5.14, 5.15 e 5.16. O preço do gás natural e das licenças de CO_2 apenas afetam a produção consoante o cenário de preços de eletricidade sendo que para preços de eletricidade de 2022 as duas primeiras não tem qualquer impacto na produção. O mesmo não pode ser dito para o cenário de preços de eletricidade de 2019.

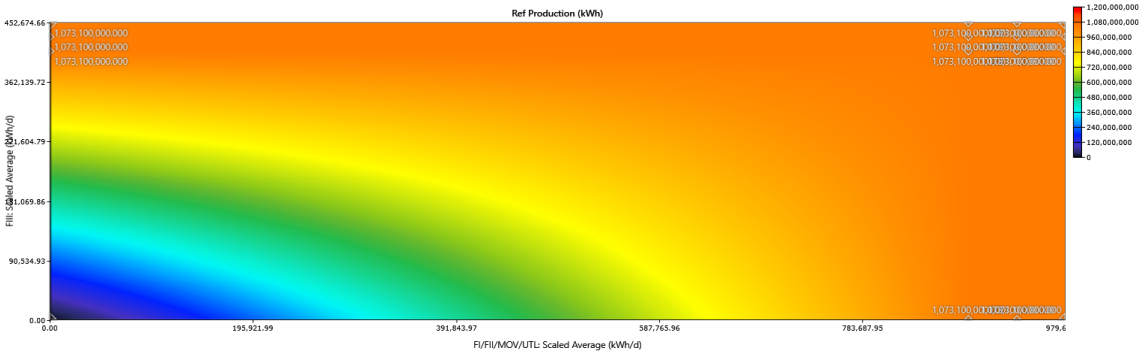


Figura 5.14: Influência de FI/FII/MOV/UTL e FIII no produção do Agregado da Configuração 1

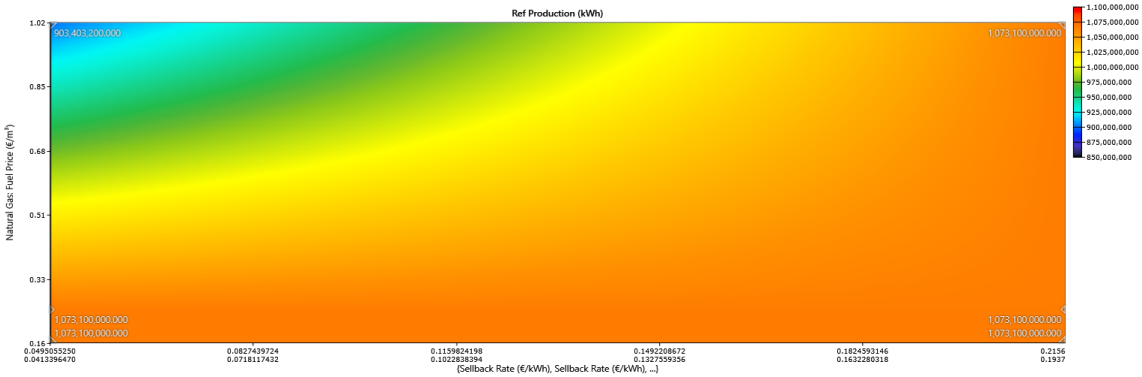


Figura 5.15: Influência do Preço de Eletricidade e de Gás Natural no produção do Agregado da Configuração 1

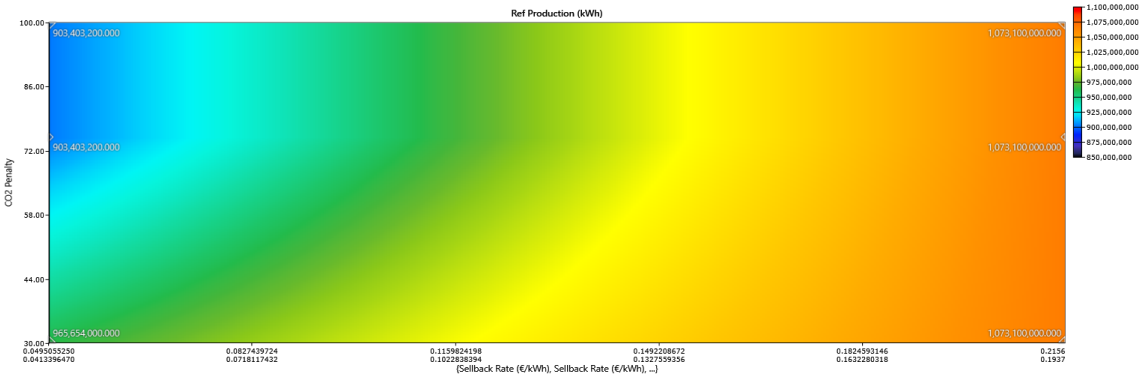


Figura 5.16: Influência do Preço de Eletricidade e Licenças de CO_2 no produção do Agregado da Configuração 1

Uma vez que todas as variáveis impactam a produção do Agregado podemos concluir que estas mesmas afetam também a quantidade de energia vendida à rede nas condições mencionadas.

5.2.1 Cenário Presente

Para este cenário não é vantajoso o uso de SAE e a arquitetura vencedora é a atual. Assim sendo, a análise deste cenário seria a mesma que foi feita para o Caso Base na secção 5.1, não sendo por isso desenvolvida aqui.

5.2.2 Cenário Futuro

Para este cenário a arquitetura vencedora é também o uso do Agregado com ligação à rede, o sumário de custos encontra-se na Figura 5.17. Como seria de esperar o LCOE é mais baixo do que o valor visto para o cenário anterior, tomando o valor de 65.58€/MWh. Tal pode ser justificado pela diminuição dos custos relativamente ao gás natural.

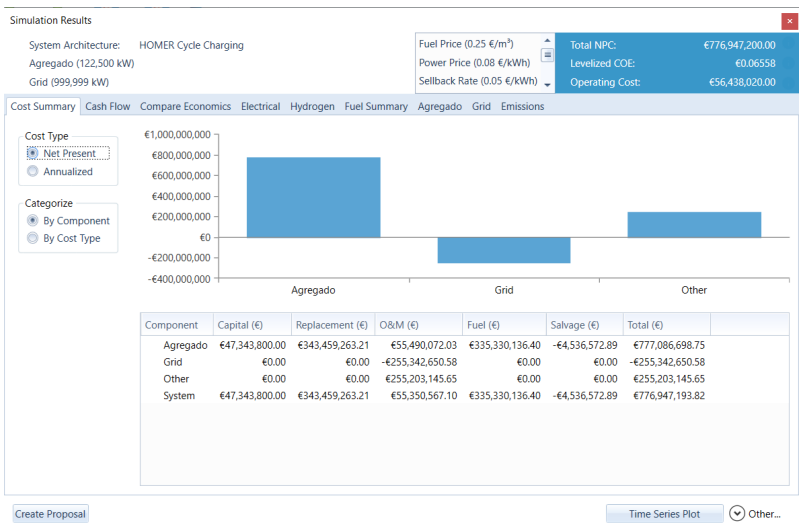


Figura 5.17: Sumário de Custos do cenário futuro no *Homer Pro*

Como seria de esperar a alimentação das cargas é feita do mesmo modo que visto para o cenário presente (Caso Base), facto evidenciado nas Figuras 5.18 e 5.19.

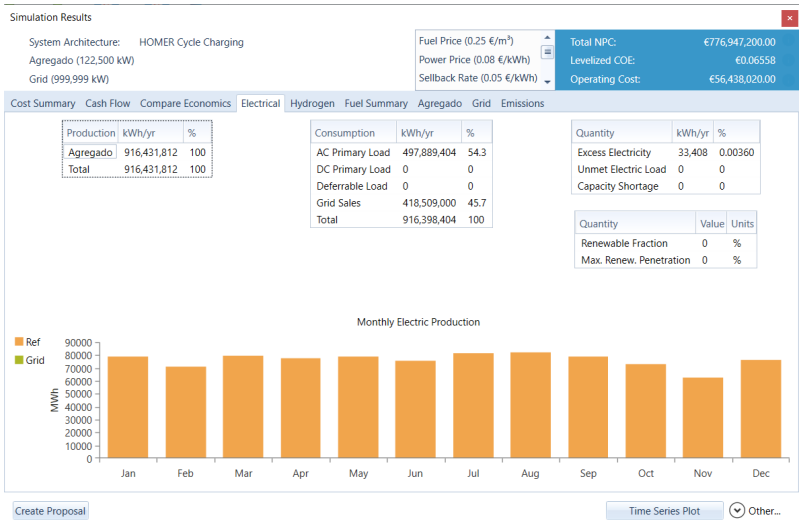


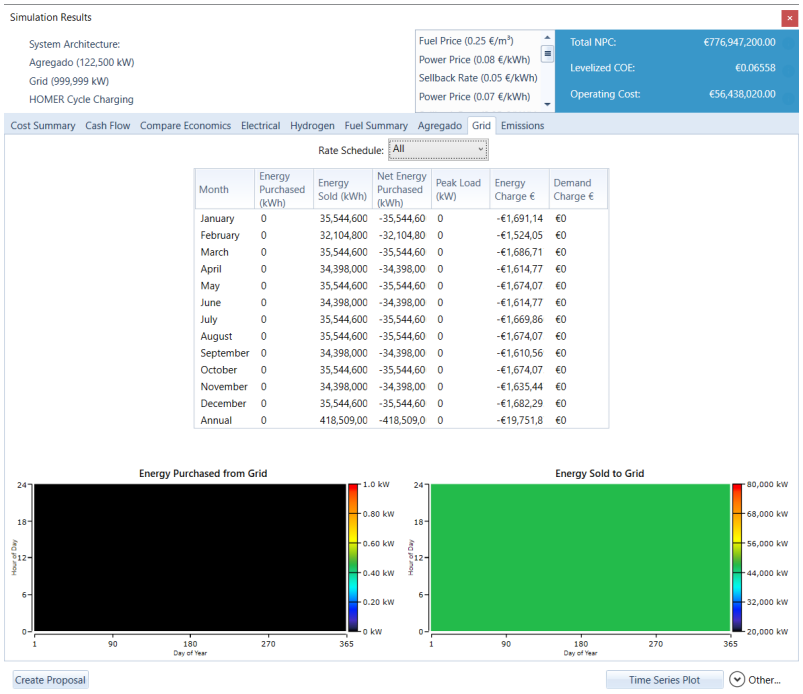
Figura 5.18: Sumário Elétrico do cenário Futuro no *Homer Pro*



Figura 5.19: Sumário do Agregado do cenário futuro no *Homer Pro*

Como tal a quantidade de energia vendida à rede é também a mesma como se mostra na Figura 5.20.

Devido a estas similaridades a série temporal é a mesma que apresentada para o Caso Base, Figura 5.6 na Secção 5.1.



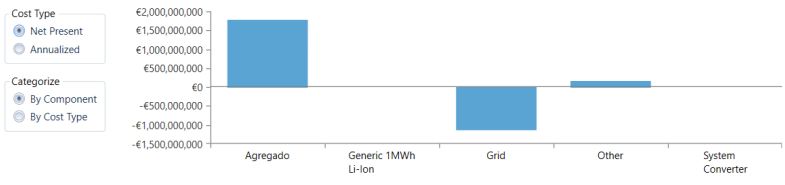
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Load (kW)	Energy Charge €	Demand Charge €
January	0	35,544,600	-35,544,60	0	-€1,691,14	€0
February	0	32,104,800	-32,104,80	0	-€1,524,05	€0
March	0	35,544,600	-35,544,60	0	-€1,686,71	€0
April	0	34,398,000	-34,398,00	0	-€1,614,77	€0
May	0	35,544,600	-35,544,60	0	-€1,674,07	€0
June	0	34,398,000	-34,398,00	0	-€1,614,77	€0
July	0	35,544,600	-35,544,60	0	-€1,669,86	€0
August	0	35,544,600	-35,544,60	0	-€1,674,07	€0
September	0	34,398,000	-34,398,00	0	-€1,610,56	€0
October	0	35,544,600	-35,544,60	0	-€1,674,07	€0
November	0	34,398,000	-34,398,00	0	-€1,635,44	€0
December	0	35,544,600	-35,544,60	0	-€1,682,29	€0
Annual	0	418,509,00	-418,509,0	0	-€19,751,8	€0

Figura 5.20: Sumário da Rede do cenário futuro no *Homer Pro*

5.2.3 Uso de SAE

Para nenhum cenário foram usados SAE, incluindo para o cenário presente e futuro, o que pode ser justificado pelo custo destes mesmos sistemas e pela profitabilidade da venda da eletricidade em excesso à rede. Como tal irá ser analisado o comportamento das baterias quando inseridas numa arquitetura no cenário presente.

No caso da implementação das baterias de lítio as arquiteturas apresentadas implementaram primeiro as baterias maiores. Analisando o caso em que são implementadas 9 baterias de 1 MWh de Li-Ion temos um custo apresentado na Figura 5.21, com a operação da bateria na Figura 5.22.



Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Agregado	€47,343,800.00	€343,459,263.21	€55,490,072.03	€1,362,340,768.04	-€4,536,572.89	€1,804,097,330.39
Generic 1MWh Li-Ion	€450,000.00	€190,923.22	€290,869.12	€0.00	-€35,933.68	€895,858.67
Grid	€0.00	€0.00	-€1,143,469,776.08	€0.00	€0.00	-€1,143,469,776.08
Other	€0.00	€0.00	€191,544,196.78	€0.00	€0.00	€191,544,196.78
System Converter	€115,489.06	€48,998.99	€0.00	€0.00	-€9,222.10	€155,265.95
System	€47,909,289.06	€343,699,185.42	-€896,144,638.14	€1,362,340,768.04	-€4,581,728.67	€853,222,875.70

Figura 5.21: Sumário de Custos da Solução com Bateria Li-Ion no Cenário Presente no *Homer Pro*

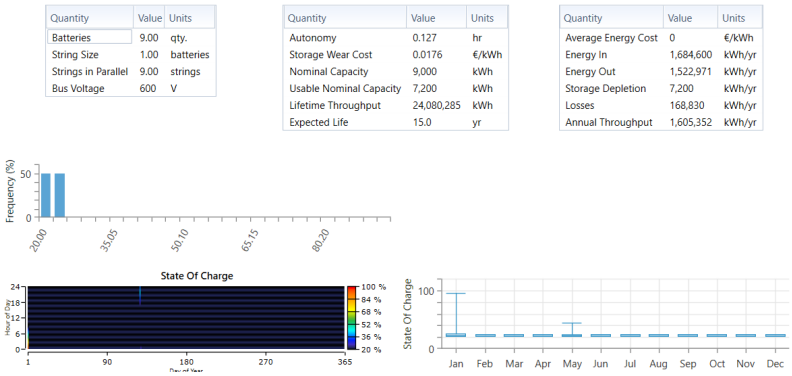


Figura 5.22: Sumário da Utilização da Bateria Li-Ion no Cenário Presente no *Homer Pro*

O custo de armazenamento de energia encontra-se dentro do esperado sendo de 0.0176€/kWh. Analisando mais detalhadamente o funcionamento da bateria podemos ver que o estado de carregamento da bateria oscila como se demonstra na Figura 5.23, onde se apresenta parte da série temporal anual.

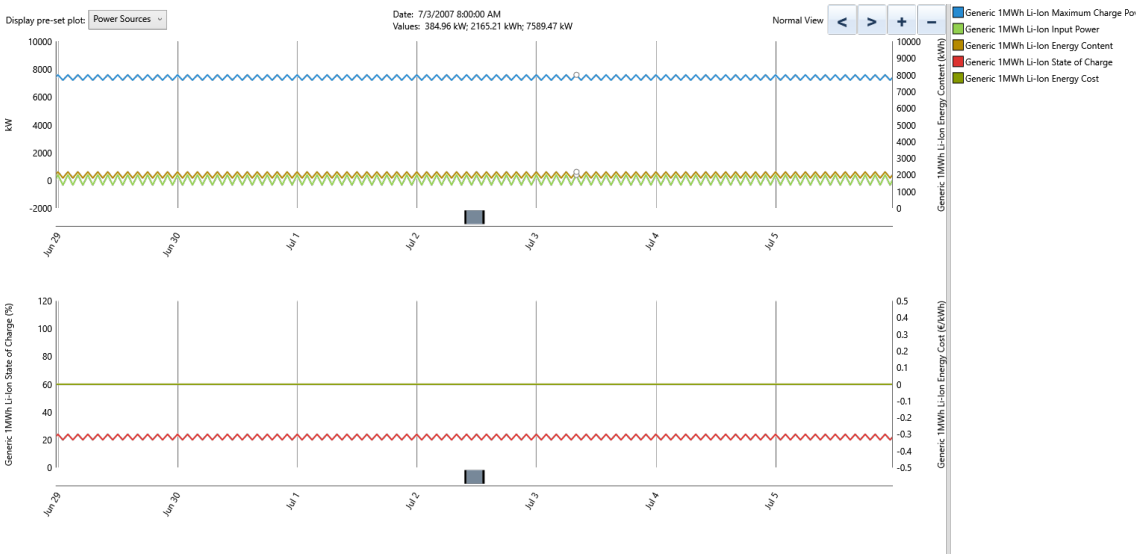


Figura 5.23: Série Temporal da Utilização da Bateria Li-Ion no Cenário Presente no *Homer Pro*

O uso da bateria não afetou o funcionamento do resto do sistema, mantendo-se este o mesmo visto anteriormente.

Relativamente à introdução das outras baterias o comportamento para a bateria de 100 kWh visto é o mesmo que visto para a bateria de 1 MWh, com os indicadores mais importantes a serem apresentados na Tabela 5.2. O otimizador priveligiou a inserção de baterias maiores ao invês de baterias com capacidades mais pequenas.

Tabela 5.2: Uso das Baterias no Cenário Presente

	1MWh	100kWh	
Batteries	9	93	qt
Autonomy	0.127	0.131	hr
Storage Wear Cost	0.0176	0.0351	€/kWh
Nominal Capacity	9000	9300	kWh
Usable Nominal Capacity	7200	7440	kWh
Lifetime Throughput	24080285	24083885	kWh
Expected Life	15	15	years

Podemos concluir que a não utilização das baterias prende-se não só com a viabilidade económica mas como para a falta de uso destas mesmas de modo a justificar este investimento. Assim, o mesmo pode ser dito para a utilização de um eletrolizador para produção de hidrogénio, armazenamento com tanque e posterior conversão em energia elétrica. Nas arquiteturas em que tal foi implementado o custo deste SAE era tão grande que os componentes foram usados na arquitetura mas não produziram hidrogénio e consequentemente energia elétrica.

Assim, uma vez que se prevê uma manutenção da operação da Refinaria de Sines similar à atual não se encontra qualquer benefício na implementação de SAE.

5.3 Configuração 2 - Uso de Eletrolizador para produzir Hidrogénio

Como referido nesta configuração o objetivo é estudar a viabilidade económica da introdução de um eletrolizador. Inicialmente foi estudada a introdução de um eletrolizador de 100 MW e posteriormente eletrolizadores maiores.

O uso de percentagens de hidrogénio a não ser fornecido, introduzido de forma artificial, estimula a produção de hidrogénio que não aconteceria de outra forma, como seria de esperar quando este valor é 100% não existe produção de hidrogénio uma vez que não há incentivo para tal. Como seria de esperar com o aumento da percentagem aumenta a produção de hidrogénio e aumenta o custo do sistema.

5.3.1 PPA Solar

Com as limitações do recurso solar o PPA Solar apenas pode fornecer 10% da carga de hidrogénio modelada, sendo que os resultados obtidos para cada percentagem de carga de hidrogénio fornecida sem limitações na interligação com a rede encontram-se na Tabela 5.3. Observando a tabela podemos concluir que quanto maior a produção de hidrogénio menor o LCOH.

Analisando os resultados obtidos com a limitação da ligação da REN com 250 MVA podemos concluir que apenas é possível fornecer 8% da carga de hidrogénio, com valores de LCOH iguais.

Tabela 5.3: PPA Solar e LCOH obtido

PPA Solar						
LCOH 2022	LCOH futuro	Fator Capacidade	Produção H2 (ton)	Produção PPA (GW)	Consumo Eletrolizador (GW)	Percentagem de H2 Produzido
22.8	22.7	4.35%	676.376	40.119217	34.854777	1%
12.9	11.4	8.70%	1352.752	80.238435	73.636856	2%
9.55	7.94	13.10%	2029.128	120.357657	113.891668	3%
7.9	6.2	17.40%	2705.504	160.47687	151.201006	4%
6.91	5.14	21.80%	3381.881	200.596101	192.437646	5%
6.22	4.49	26.30%	4093.367	246.446625	228.878683	6%
5.78	4.02	30.40%	4729.546	320.95374	269.984049	7%
5.44	3.63	34.80%	5413.341	481.430627	304.716022	8%
5.19	3.36	39.30%	6102.809	871.160206	343.245847	9%
5.06	3.15	43.60%	6776.643	1994.498313	381.972095	10%

5.3.2 PPA Eólico

Utilizando um PPA Eólico é possível produzir 22% das necessidades de hidrogénio puro da Refinaria de Sines, este valor aproxima-se do valor produzido pelo eletrolizador quando funciona com fator de capacidade de 100%, os resultados obtidos neste estudo encontram-se na Tabela 5.4. Observando a tabela vemos que os 22% de produção de hidrogénio encontram-se muito perto do limite de funcionamento do eletrolizador.

Tabela 5.4: PPA Eólico e LCOH obtido

PPA Eólico						
LCOH 2022	LCOH futuro	Fator Capacidade	Produção H2 (ton)	Produção PPA (GW)	Consumo Eletrolizador (GW)	Percentagem de H2 Produzido
25.5	20.5	4.12%	640.156	37.970813	36.072272	1%
8.54	5.75	21.70%	3380.023	200.485897	190.461602	5%
6.55	3.73	43.60%	6781.81	440.461456	382.161957	10%
5.88	3.09	65.70%	10217.826	1057.107459	575.842188	15%
5.66	2.87	79.30%	12330.46	2332.926807	690.57923	18%
5.56	2.76	87.70%	13636.733	5443.495761	767.570566	20%
5.47	2.67	96.40%	14990.376	52879.67622	844.712329	22%

Analisando os resultados considerando as limitações de interligação, obtemos uma capacidade máxima de fornecimento de hidrogénio de 13%, com valores de LCOH iguais aos obtidos anteriormente.

5.3.3 PPA Solar e Eólico

Produzindo hidrogénio com recurso tanto a eólico como a solar obtemos a mesma percentagem de hidrogénio produzido, 22%. Os resultados encontram-se na Tabela 5.5

Tabela 5.5: PPA Solar e Eólico e LCOH obtido

PPA Solar e Eólico						
LCOH 2022	LCOH futuro	Fator Capacidade	Produção H2 (ton)	Produção PPA (GW)	Consumo Eletrolizador (GW)	Percentagem de H2 Produzido
25.1	22.7	3.97%	616.677	36.578185	34.789928	1%
7.35	5.31	21.60%	3354.725	198.98534	189.170232	5%
5.33	3.31	43.60%	6777.576	532.578375	386.799248	10%
4.67	2.63	65.60%	10204.078	1662.11284	577.173081	15%
4.34	2.32	88%	13672.138	8614.89465	768.303773	20%
4.25	2.23	96.50%	15005.426	59929.70213	845.211745	22%

Como seria de esperar, os valores de LCOH, comparativamente com os obtidos apenas com recurso à produção eólica, são mais reduzidos. Comparando ainda com o valor obtido utilizando o PPA solar verificamos que são mais altos. Ambas as alterações são justificadas pelo uso dos dois PPA levando a uma maior produção comparativamente ao uso exclusivo do recurso solar e mais barata comparativamente com o uso exclusivo do recurso eólico.

Considerando as limitações da interligação concluímos que apenas é possível fornecer 10% da carga de hidrogénio utilizando este misto de PPA, com os valores de LCOH iguais aos vistos anteriormente.

5.3.4 Uso do Eletrolizador

É possível concluir que o preço de produção de hidrogénio não é inferior à sua produção com recurso a um *steam reformer*, que ronda os 3€/kg. No entanto, um *steam reformer* típico produz cerca de 7 kg de CO_2 por cada kg de hidrogénio produzido [139]. Assim, a poupança de emissões encontra-se representada na Tabela 5.6, esta poupança não torna o eletrolizador uma opção mais económica mas sim uma opção menos poluente.

As diferenças entre os resultados vistos aplicando a restrição das linhas mostram que usando uma produção renovável real é necessária muita energia elétrica contratada vinda deste tipo de fontes para fornecer o eletrolizador ao máximo.

Os valores vistos para o LCOH apesar de ainda não competitivos com o preço de produção utilizando meios tradicionais, deverão descer ainda mais devido à tendência vista para o LCOE da energia solar fotovoltaica e da energia eólica. Isto pode ser justificado pelo facto de que os custos relativos a esta produção de hidrogénio são o investimento capital no eletrolizador e sua respetiva manutenção e a energia contratada.

Tabela 5.6: Poupança de Emissões no Uso do Eletrolizador

Percentagem de H2 Produzido	Poupança de Emissões (ton)	Custo (Preço de CO2 de 75€/ton)	Custo (Preço de CO2 de 100€/ton)
1%	4734.632	355 097.40 €	473 463.20 €
2%	9469.264	710 194.80 €	946 926.40 €
3%	14203.896	1 065 292.20 €	1 420 389.60 €
4%	18938.528	1 420 389.60 €	1 893 852.80 €
5%	23673.167	1 775 487.53 €	2 367 316.70 €
6%	28653.569	2 149 017.68 €	2 865 356.90 €
7%	33106.822	2 483 011.65 €	3 310 682.20 €
8%	37893.387	2 842 004.03 €	3 789 338.70 €
9%	42719.663	3 203 974.73 €	4 271 966.30 €
10%	47436.501	3 557 737.58 €	4 743 650.10 €
15%	71524.782	5 364 358.65 €	7 152 478.20 €
18%	86313.22	6 473 491.50 €	8 631 322.00 €
20%	95457.131	7 159 284.83 €	9 545 713.10 €
22%	104932.632	7 869 947.40 €	10 493 263.20 €

Ou seja, apesar destes preços de produção de hidrogénio ainda não serem competitivos com os preços de um *steam reformer*, este paradigma deverá mudar brevemente com a descida do LCOE das produções renováveis.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

Esta dissertação teve como principal objetivo o estudo da integração de sistemas de armazenamento de energia e de um eletrolizador que utilizasse energia renovável de modo a produzir hidrogénio verde. Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas ao longo do desenvolvimento da dissertação, bem como respondidas as questões de investigação propostas no inicio do trabalho. Por fim, será analisado o interesse no presente estudo, as contribuições que este poderá ter e trabalho futuro.

6.1 Conclusões

O impacto das alterações climáticas é cada vez mais visível, sendo por isso necessário agir e tomar medidas para mitigar estas alterações. Um dos esforços nesse sentido é a transição energética. Esta mudança passa implica um grande esforço por parte da indústria devido à sua grande contribuição para as emissões de dióxido de carbono. Os esforços neste sentido tem-se traduzido numa maior eficiência e eletrificação. A adaptação da indústria é crucial para o seu sucesso económico no mercado atual e futuro. Como visto na revisão bibliográfica, Capítulo 2, na indústria da refinaria, estas empresas tem diversificado os seus investimentos. Esta ampliação de operação passa pela aposta nas energia renováveis, diferentes combustíveis, como o hidrogénio, sistemas de CCS e aumento da eficiência dos processos atuais.

De modo a melhor compreender as decisões tomadas relativamente as diferentes opções foi estudado o comportamento dos mercados relevantes para esta dissertação. As decisões efetuadas sobre o funcionamento da Refinaria de Sines, tal como outro complexo industrial, prendem-se com a evolução dos mercados e dos seus preços que foram estudados no Capítulo 2. As previsões apontam, a longo prazo, para um decréscimo de consumo de produtos petrolíferos, a esta diminuição junta-se ainda o aumento do preço do gás natural e licenças de emissões de poluentes. Além disso é verificado uma valorização crescente das energias renováveis.

No mesmo Capítulo 2 são ainda estudadas as tecnologias com potencial para integrar a operação da Refinaria de Sines, nomeadamente as energias renováveis solar e eólica e os SAE. Quanto à integração das primeiras na Refinaria o constrangimento do espaço não pode ser ignorado e como

tal mais à frente no Capítulo 4 foi optado pela introdução de PPA como opção para este estudo. Esta opção pode até ser economicamente mais viável considerando que a Galp possuí uma percentagem relevante de parques solares em Portugal e pequenas participações em parques eólicos. Relativamente as tecnologias de armazenamento, a opção convencional é a utilização de baterias de li-ion, tendo ainda sido visto a integração de um sistema *Power-to-Gas* com recurso ao hidrogénio. O hidrogénio é visto em detalhe neste estudo devido ao seu potencial como vetor energético e pelo facto de já ser um elemento utilizado na Refinaria de Sines. A este interesse acrescem os planos previstos para a implementação de um eletrolizador.

No Capítulo 3 é feita uma contextualização relativa à Refinaria de Sines e um estudo sobre as suas envolventes. Os consumos da Refinaria foram expostos e analisados, onde se concluí que não existem grandes variações relativamente aos períodos do ano, da semana ou horários. De modo a colmatar algumas falhas de leitura nos dados fornecidos foi efetuada previsão de lacunas, nomeadamente para os consumos das fábricas. Além disto, neste capítulo é possível ver os preços praticados pela rede bem como as tarifas de acesso para dois anos distintos, 2019 e 2022. É ainda feita a caracterização do recurso solar e eólico no local da Refinaria.

Seguidamente é explicada a metodologia aplicada para este caso de estudo no Capítulo 4, onde são abordadas as características do software de simulação bem como a justificação para o uso do mesmo. Esta prende-se com a possibilidade de simular redes com diferentes configurações, ou seja, componentes diversos e de diferentes tamanhos. Além disso, o programa permite efetuar analises de sensibilidade. Foram expostos os parâmetros usados pelo programa, foram apresentados os dados introduzidos relativamente aos componentes bem como a respetiva justificação para ambos. A configuração atual da Refinaria de Sines é utilizada como demonstração dos resultados que é possível obter.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 4. Inicialmente é analisada a configuração atual da Refinaria sendo observados valores importantes para a caracterização do sistema. De seguida são analisadas duas configurações para dois cenários de preço distintos:

- A primeira do sistema com recurso aos sistemas de armazenamento de energia, Secção 5.2. A conclusão desta simulação é que não é proveitosa a implementação destes mesmos sistemas na operação da Refinaria, tendo sido visto o seu comportamento quando incorporados na arquitetura vencedora.

- A segunda configuração testada foi a implementação do eletrolizador na Refinaria para produção de hidrogénio verde, Secção 5.3, o objetivo seria tirar partido deste para a operação da Refinaria. Os resultados obtidos indicam que esta utilização ainda não é competitiva com os preços de produção usando meios tradicionais podendo no entanto atingir preços próximos. Com previsões para que no futuro próximo os preços sejam vantajosos.

No Capítulo 5 é concluído que não é viável para a operação da Refinaria de Sines a implementação de sistemas de armazenamento de energia, sendo analisadas as variáveis de sensibilidade que

tem impacto neste resultado. Das simulações anteriores foi concluído que o único elemento que poderia beneficiar a operação da Refinaria de Sines com a sua introdução é o eletrolizador como meio de fornecer parcialmente a carga de hidrogénio. É ainda concluído qual o valor associado à produção do hidrogénio com recurso ao eletrolizador, obtendo valores ainda mais elevados que o custo de produção tradicional usado na Refinaria, com o valor futuro a ser bastante competitivo.

No decurso deste trabalho foi estudado o contexto atual da transição energética, bem como os esforços para esta mudança de maneira a evitar o agravamento das alterações climáticas. A Europa e a UE tem contribuído para esta mudança com políticas restritivas relativamente às emissões e iniciativas para encorajar a transição. Como país, Portugal tem tomado parte em muitas destas iniciativas tendo também planos próprios para incentivar a descarbonização da economia. Um destes planos é relativo ao hidrogénio e no âmbito do PRR está prevista a implementação de um eletrolizador na Refinaria de Sines. Esta adição poderá ser muito vantajosa uma vez que o eletrolizador será parcialmente financiado. Relativamente aos SAE, estes não são viáveis, seja economicamente como a nível de operação devido às necessidades térmicas da Refinaria e ao lucro proveniente da venda de energia à rede. Podem ser uma opção no futuro com o recurso a tecnologias mais económicas e mais avançadas e com uma operação diferente da Refinaria.

6.2 Respostas às Questões de Investigação

As perguntas de investigação expostas no Capítulo 1 são relembradas nesta secção, bem como respondidas. As questões são as seguintes:

- **Que cenários de variáveis envolventes poderão ocorrer no futuro? Mais especificamente quais os cenários de evolução de preços de eletricidade e gás, de evolução de custos das tecnologias de produção e de evolução de consumos do complexo industrial.**

  Como visto no Capítulo 2, as previsões são para que os preços de gás natural venham a aumentar, bem como os preços das licenças de CO_2. A tendência contrária é apontada aos preços de eletricidade e às tecnologias associadas aos sistemas de armazenamento de energia.

  Quanto ao consumo da Refinaria de Sines, as previsões são para que o seu consumo a 20 anos se mantenha como observado no Capítulo 3. Como tal o estudo de variações na carga não foi aprofundado mas foi abordado.

- **Qual a melhor configuração de tecnologias de produção e armazenamento de eletricidade para o complexo industrial de Sines?**

  Foi visto ao longo dos resultados apresentados no Capítulo 5 que a introdução de sistemas de armazenamento não é para já economicamente viável. No entanto uma vez que as previsões são para que os valores dos custos associados aos sistemas de armazenamento de energia diminuam, futuramente estes poderão ser uma opção economicamente viável e proveitosa.

Além disso, no espaço restante do complexo industrial não seria viável implementar nenhuma das tecnologias de energia renovável vistas no Capítulo 2 uma vez que o espaço ainda existente se encontra reservado para outros projetos. Como tal, a alternativa dos *Power Purchase Agreements* foi utilizada. No caso da energia renovável fotovoltaica a Galp é detentora de alguns parques e relativamente à energia eólica detém participações em alguns parques eólicos.

- **Qual a melhor configuração de capacidades de produção e armazenamento de eletricidade para o complexo industrial de Sines?**

  Tendo em conta os dados observados nas simulações para as diversas arquiteturas para a rede da Refinaria de Sines, podemos concluir que a melhor configuração é a utilizada atualmente. Ou seja, a utilização da cogeração juntamente com os turbogeradores. Estes são parte integral do funcionamento do complexo devido às necessidades térmicas.

- **Qual o LCOE e o LCOS e outros indicadores de viabilidade financeira para os diversos cenários de configuração de produção e armazenamento de eletricidade para o complexo industrial de Sines?**

  Os cenários do LCOE e do LCOS foram abordados no estudo da Configuração 1 (Secção 5.2). Foi visto que o LCOE diminui no futuro e que o LCOS é demasiado alto para justificar a introdução desta tecnologia na operação da Refinaria de Sines.

  No caso do LCOH, este varia consoante a fonte de energia que alimenta o eletrolizador, quanto maior o LCOE da fonte maior o LCOH do hidrogénio produzido. Ou seja, o uso de energia eólica permite uma maior produção de hidrogénio devido à dispersão da sua produção mas acarreta um maior custo de LCOH e o contrário pode ser dito da energia solar. A tendência é para a diminuição deste mesmo.

- **Quais os indicadores de operação (autoprodução, autoconsumo, consumo líquido, excedente) esperados para os diversos cenários de configuração?**

  Neste estudo conclui-se que é possível o funcionamento da Refinaria como ilha em cenário de operação em autoprodução. Uma vez que a rede não importa energia e apenas a exporta, esta configuração independente é vantajosa no caso de o preço de produção de energia ser superior ao preço de venda à rede, considerando que as necessidades térmicas da Refinaria de Sines não implicam a produção de excesso de energia elétrica. Noutra situação é lucrativo a venda de energia à rede de modo a gerar receita extra.

  Os valores de produção e consumo para cada componente foram estudados na Configuração 1 (Secção 5.2), com base no estudo efetuado e na previsão de não alteração das cargas a produção e consumo deverá manter-se o mesmo.

- **Quais os benefícios ambientais da transição energética, no complexo industrial, para os diversos cenários de configuração?**

O uso do eletrolizador acarreta uma menor emissão de poluentes como foi visto na Secção 5.3. Quanto maior a quantidade de hidrogénio produzida por este menor as emissões.

6.3 Contribuições e Desenvolvimentos Futuros

Face aos resultados obtidos podemos constatar que atualmente não é viável a implementação de SAE, sendo que a implementação do eletrolizador poderá ser favorável à operação da Refinaria de Sines, considerando a tendência para a descarbonização e a possível verba para este projeto piloto. Assim sendo, este estudo demonstra que a utilização do eletrolizador torna-se inevitável devido ao contributo para a diminuição de emissões através do aproveitamento de de energias renováveis. Considerando que o custo da eletricidade produzida por fontes renováveis está previsto a diminuir, futuramente o custo de produção de hidrogénio destas mesmas diminuirá também. Estas fontes de energia, devido ao espaço necessário para a sua instalação podem ser contratualizadas através de um PPA não implicando custos de investimento.

Este trabalho pode ser visto como ponto de partida para estudos mais aprofundados sobre maneiras de descarbonizar a operação da Refinaria, nomeadamente através da introdução de eletrolizadores de outras dimensões para produção de hidrogénio ou outras iniciativas nesse sentido.

Bibliografia

[1] Acordo de paris sobre alterações climáticas - consilium, acedido em 18/03/2022. URL: https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/paris-agreement/.

[2] State of the energy union 2021, acedido em 18/03/2022. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_5554.

[3] Bloco 3 – portugal energia, acedido em 5/04/2022. URL: https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/.

[4] Plano de recuperação e resiliência português, acedido em 31/03/2022. URL: https://recuperarportugal.gov.pt/#conteudo.

[5] CAI. Cai pressrelease dec20. 2020. URL: https://climateaccountability.org/pdf/CAI%20PressRelease%20Dec20.pdf.

[6] Energia em números edição 2021, acedido em 1/04/2022. URL: https://www.dgeg.gov.pt/media/32skj5iv/dgeg-aen-2021e.pdf.

[7] Elisa Asmelash, , and Ricardo Gorini. International oil companies and the energy transition. 2021. URL: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Feb/IRENA_Oil_Companies_Energy_Transition_2021.pdf.

[8] David Parra, Luis Valverde, F. Javier Pino, and Martin K. Patel. A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101:279–294, 3 2019.

[9] Omip, acedido em 19/03/2022. URL: https://www.omip.pt/pt.

[10] 40 anos refinaria de sines, acedido em 21/03/2022. URL: https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/a-galp/feiras-e-eventos/40-anos-refinaria-de-sines.

[11] Ecoeficiência operacional nas refinarias, acedido em 21/03/2022. URL: https://www.galp.com/corp/pt/sustentabilidade/casos-de-estudo/ecoeficiencia-operacional.

[12] Renováveis, lítio e inovação: a receita galp para atingir zero emissões, acedido em 20/03/2022. URL: https://www.dinheirovivo.pt/empresas/renovaveis-litio-e-inovacao-a-receita-galp-para-atingir-zero-emissoes-14561029.html.

[13] GALP. Manual descritivo da fábrica de utilidades, 2019.

[14] Sines debate transição energética industrial em portugal na descarbonização e circularidade - agricultura e mar, acedido em 20/03/2022. URL: https://agriculturaemar.com/sines-debate-transicao-energetica-industrial-em-portugal-na-descarbonizacao-e-circularidade/.

[15] Tiago Nuno and Rodrigues Padrão. Faculdade de engenharia da universidade do porto otimização de dimensionamento e gestão de armazenamento integrado em parques híbridos eólico/fotovoltaico.

[16] ; Petersen, Bo ; Hesselbaek, Antonio ; Martinez, Roberto M ; Borsotti-Andruszkiewicz, German Tarnowski, ; Claudio, Nathan ; Steggel, Dave Osmond, L Petersen, B Martinez, Borsotti Andruszkiewicz, R M Tarnowski, G C Steggel, Lennart Petersen, Bo Hesselbaek, Antonio Martinez, Roberto M Borsotti-Andruszkiewicz, German C Tarnowski, and Nathan Steggel. Proceedings of the 3rd international hybrid power systems workshop.

[17] The International Renewable Energy Agency. Green hydrogen cost reduction scaling up electrolysers to meet the 1.5°c climate goal h 2 o 2. 2020. URL: www.irena.org/publications.

[18] Ronay Pekgöz. The uncertain future of oil refineries: A roadmap for relevance and integration of oil refineries into future energy systems, 2020. URL: http://repository.tudelft.nl/.

[19] Pedro C. Borges and Arturo Villavicencio. Avoiding academic and decorative planning in ghg emissions abatement studies with mcda:: The peruvian case. *European Journal of Operational Research*, 152:641–654, 2 2004. doi:10.1016/S0377-2217(03)00063-8.

[20] International Energy Agency. World energy outlook 2021. 2021. URL: www.iea.org/weo.

[21] International Energy Agency. Net zero by 2050 - a roadmap for the global energy sector. 2021. URL: www.iea.org/t&c/.

[22] World Economic Forum. Fostering effective energy transition 2021 edition. 2021.

[23] A transição energética na europa e na américa do sul | enel green power, acedido em 31/03/2022. URL: https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/debates/transicao-energetica-europa-america-latina.

[24] Fit for 55 | legislative train schedule | european parliament, acedido em 31/03/2022. URL: https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55.

[25] Comissão Europeia. Pacto ecológico europeu | comissão europeia, acedido em 5/04/2022. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pt.

[26] Eu emissions trading system (eu ets), acedido em 31/03/2022. URL: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en.

[27] Comércio europeu de licenças de emissão (cele) | agência portuguesa do ambiente, acedido em 31/03/2022. URL: https://apambiente.pt/clima/comercio-europeu-de-licencas-de-emissao-cele.

[28] Portugal - countries & regions - iea, acedido em 1/04/2022. URL: https://www.iea.org/countries/portugal.

[29] Energy transition towards the achievement of sdg 7 and net-zero emissions secretariat of the high-level dialogue on energy 2021 division for sustainable development goals department of economic and social affairs. acedido em 1/04/2022. URL: https://www.un.org/en/conferences/energy2021/about.

[30] How oil and gas is navigating the energy transition | mckinsey, acedido em 2/04/2022. URL: https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-big-choices-for-oil-and-gas-in-navigating-the-energy-transition.

[31] Clifford Krauss. U.s. and european oil giants go different ways on climate change - the new york times, 2021. URL: https://www.nytimes.com/2020/09/21/business/energy-environment/oil-climate-change-us-europe.html.

[32] Concawe. Concawe's input to the eu long-term strategy - eii initiative. 2018.

[33] CIEP. Refinery 2050, 2018. URL: https://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/CIEP_Paper_2018-_01_Web_beveiligd.pdf.

[34] The Oxford Institute for Energy Studies. Decarbonization pathways for oil and gas. 2020.

[35] BP. Our strategy | what we do | home, acedido em 4/04/2022. URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/what-we-do/our-strategy.html.

[36] Nick Coleman. Bp raises energy transition targets, says 2022 upstream output to stabilize after plunge | s&p global commodity insights, 2022. URL: https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/market-insights/latest-

news/energy-transition/020822-bp-raises-energy-transition-targets-says-2022-upstream-output-to-stabilize-after-plunge.

[37] BP. Full year 2021 results – update on strategic progress | news and insights | home, acedido em 4/04/2022. URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/reimagining-energy/4q-and-full-year-2021-results-highlights.html#updated-aims.

[38] Equinor. Energy transition plan, 2022.

[39] Eni. Just transition, acedido em 5/04/2022. URL: https://www.eni.com/en-IT/just-transition.html.

[40] Eni. Eni for 2020 – carbon neutrality by 2050, 2020.

[41] Shell. Shell energy transition strategy. 2021. URL: https://www.shell.com/promos/energy-and-innovation/shell-energy-transition-strategy/_jcr_content.stream/1618407326759/7c3d5b317351891d2383b3e9f1e511997e516639/shell-energy-transition-strategy-2021.pdf.

[42] TotalEnergies. Totalenergies publishes its sustainability & climate 2022 progress report totalenergies.com, acedido em 5/04/2022. URL: https://totalenergies.com/info/totalenergies-publishes-its-sustainability-climate-2022-progress-report.

[43] TotalEnergies. Sustainability & climate 2022 progress report_en. 2022.

[44] BP. bp energy outlook 2022. 2021.

[45] TotalEnergies. Totalenergies energy outlook 2021. 2021.

[46] Us Energy Information Administration. Annual energy outlook 2022 (aeo2022). 2022. URL: www.eia.gov.

[47] DNV. Energy transition outlook, 2020.

[48] Gas Exporting Countries Forum. Global gas outlook 2050 synopsis. 2021.

[49] OPEC. World oil outlook 2045 organization of the petroleum exporting countries, 2021.

[50] Iea International Energy Agency. Global hydrogen review 2021, 2021. URL: www.iea.org/t&c/.

[51] UE. A sustainable pathway for the european energy transition hydrogen roadmap europe. 2019. doi:10.2843/249013.

[52] Some rules of thumb of the hydrogen economy | carbon commentary, acedido a 18/05/2022. URL: https://www.carboncommentary.com/blog/2021/6/11/some-rules-of-thumb-of-the-hydrogen-economy.

[53] IEA. Implementing effective emissions trading systems: Lessons from international experiences, 2020.

[54] European Environment Agency. Eea greenhouse gases - data viewer, acedido em 20/04/2022. URL: https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer.

[55] Eu carbon permits - 2022 data - 2005-2021 historical - 2023 forecast - price - quote, acedido em 20/04/2022. URL: https://tradingeconomics.com/commodity/carbon.

[56] Aikaterini Forouli, Emmanouil A. Bakirtzis, Georgios Papazoglou, Konstantinos Oureilidis, Vasileios Gkountis, Luisa Candido, Eloi Delgado Ferrer, and Pandelis Biskas. Assessment of demand side flexibility in european electricity markets: A country level review. *Energies 2021, Vol. 14, Page 2324*, 14:2324, 4 2021. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/14/8/2324/htmhttps://www.mdpi.com/1996-1073/14/8/2324, doi:10.3390/EN14082324.

[57] Merkebu Zenebe Degefa, Iver Bakken Sperstad, and Hanne Sæle. Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. *Electric Power Systems Research*, 194:107022, 5 2021. doi:10.1016/J.EPSR.2021.107022.

[58] International Energy Agency., Organisation for Economic Co-operation, and Development. *Harnessing variable renewables : a guide to the balancing challenge.* OECD/IEA, 2011.

[59] Emil Hillberg Antony Zegers, Barbara Herndler, Steven Wong, Jean Pompee, Jean-Yves Bourmaud, and Sebastian Lehnhoff. Power transmission & distribution systems flexibility needs in the future power system discussion paper disclaimer. 2019.

[60] Smart electrification with renewables: Driving the transformation of energy services. 2022. URL: https://www.irena.org/publications/2022/Feb/Smart-Electrification-with-Renewables.

[61] DGEG. Cogeração, acedido em 15/04/2022. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/eficiencia-energetica/cogeracao/.

[62] COGEN. Eficiência energética, acedido em 15/04/2022. URL: https://www.cogenportugal.com/eficiencia-energetica/.

[63] E-REDES. Produção de energia em cogeração, acedido em 15/04/2022. URL: https://www.e-redes.pt/pt-pt/cogeracao.

[64] Marwan Brouche and Chawki Lahoud. Review of cogeneration and trigeneration systems. 2018. URL: https://www.researchgate.net/publication/328344774, doi:10.30918/AJER.63.18.016.

[65] Majid Amidpour and Mohammad Hasan Khoshgoftar Manesh. *Cogeneration and Polygeneration Systems*. 2021. URL: https://books.google.pt/books?hl=pt-PT&lr=&id=gsr2DwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=cogeneration+state+of+the+art&ots=rT_DLw9lEb&sig=YQFOx_hTYjGlzwK4NHXvG9VfDYE&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false.

[66] Tecnologias dos sistemas de cogeração | voltimum, acedido a 18/05/2022. URL: https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/tecnologias-dos-sistemas.

[67] Eduard Bullich-Massagué, Francisco Javier Cifuentes-García, Ignacio Glenny-Crende, Marc Cheah-Mañé, Mònica Aragüés-Peñalba, Francisco Díaz-González, and Oriol Gomis-Bellmunt. A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants. *Applied Energy*, 274:115213, 9 2020. doi:10.1016/J.APENERGY.2020.115213.

[68] Stefani Vanussi Melo Guaitolini, Imene Yahyaoui, Jussara Farias Fardin, Lucas Frizera Encarnacao, and Fernando Tadeo. A review of fuel cell and energy cogeneration technologies. *2018 9th International Renewable Energy Congress, IREC 2018*, pages 1–6, 5 2018. doi:10.1109/IREC.2018.8362573.

[69] Cogen conceito e tecnologias. URL: https://www.cogen.com.br/cogeracao/conceito-e-tecnologias.

[70] Mehreen Gul, Yash Kotak, and Tariq Muneer. Review on recent trend of solar photovoltaic technology:. *http://dx.doi.org/10.1177/0144598716650552*, 34:485–526, 5 2016. URL: https://journals.sagepub.com/doi/full/10.1177/0144598716650552, doi:10.1177/0144598716650552.

[71] Mahmood H. Shubbak. Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115:109383, 11 2019. doi:10.1016/J.RSER.2019.109383.

[72] The International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2020 executive summary renewable power generation costs in 2020. 2020.

[73] Shafqat Nabi Mughal, R K Jarial, Shafqat Mughal, and Yog Raj Sood. A review on solar photovoltaic technology and future trends design of power system view project internet of things view project a review on solar photovoltaic technology and future trends.

NCRACIT) International Journal of Scientific Research in Computer Science, Engineering and Information Technology © 2018 IJSRCSEIT, 1:227–235, 2018. URL: https://www.researchgate.net/publication/324922616.

[74] IEA. Solar pv – analysis - iea, acedido em 28/04/2022. URL: https://www.iea.org/reports/solar-pv.

[75] The International Renewable Energy Agency. Future of solar photovoltaic deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. 2019.

[76] Pv plants lasting longer, with lower operational costs – pv magazine international. URL: https://www.pv-magazine.com/2020/06/03/pv-plants-lasting-longer-with-lower-operational-costs/.

[77] Fraunhofer Ise and Pse Projects GmbH. Photovoltaics report. 2022. URL: www.ise.fraunhofer.de.

[78] Irena – International Renewable Energy Agency. Future of solar photovoltaic deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects a global energy transformation paper about irena. 2019. URL: www.irena.org/publications.

[79] Wind power – analysis - iea. URL: https://www.iea.org/reports/wind-power.

[80] Russell McKenna, Stefan Pfenninger, Heidi Heinrichs, Johannes Schmidt, Iain Staffell, Christian Bauer, Katharina Gruber, Andrea N. Hahmann, Malte Jansen, Michael Klingler, Natascha Landwehr, Xiaoli Guo Larsén, Johan Lilliestam, Bryn Pickering, Martin Robinius, Tim Tröndle, Olga Turkovska, Sebastian Wehrle, Jann Michael Weinand, and Jan Wohland. High-resolution large-scale onshore wind energy assessments: A review of potential definitions, methodologies and future research needs. *Renewable Energy*, 182:659–684, 1 2022. doi:10.1016/J.RENENE.2021.10.027.

[81] Enrique Rosales-Asensio, David Borge-Diez, Jorge Juan Blanes-Peiró, Ana Pérez-Hoyos, and Antonio Comenar-Santos. Review of wind energy technology and associated market and economic conditions in spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101:415–427, 3 2019. doi:10.1016/J.RSER.2018.11.029.

[82] Global trends. URL: https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends.

[83] Yogesh Kumar, Jordan Ringenberg, Soma Shekara Depuru, Vijay K. Devabhaktuni, Jin Woo Lee, Efstratios Nikolaidis, Brett Andersen, and Abdollah Afjeh. Wind energy: Trends and enabling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53:209–224, 1 2016. doi:10.1016/J.RSER.2015.07.200.

[84] A. G. Olabi, Tabbi Wilberforce, Khaled Elsaid, Tareq Salameh, Enas Taha Sayed, Khaled Saleh Husain, and Mohammad Ali Abdelkareem. Selection guidelines for wind energy technologies. *Energies 2021, Vol. 14, Page 3244*, 14:3244, 6 2021. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/14/11/3244/htmhttps://www.mdpi.com/1996-1073/14/11/3244, doi:10.3390/EN14113244.

[85] Yahia Baghzouz. Characteristics of wind power systems.

[86] Thomas Ackermann and Lennart Söder. Wind energy technology and current status: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4:315–374, 12 2000. doi:10.1016/S1364-0321(00)00004-6.

[87] Irena – International Renewable Energy Agency. Future of wind deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects a global energy transformation paper citation about irena. 2019. URL: www.irena.org/publications.

[88] Art. 15 renewable energy directive - guarantees of origin of electricity, heating and cooling produced from renewable energy sources, acedido em 09/05/2022. URL: https://lexparency.org/eu/32009L0028/ART_15/.

[89] Ren - eego, acedido em 09/05/2022. URL: https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eego.

[90] Guarantee of origin system (europe) | track my electricity, acedido em 10/05/2022. URL: http://www.trackmyelectricity.com/learn-more/certificate-system/.

[91] Leilões de garantias de origem. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/servicos-e-redes/leiloes-de-garantias-de-origem/.

[92] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, and Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19:291–312, 3 2009. doi:10.1016/J.PNSC.2008.07.014.

[93] Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, and Amit Kumar. Assessment of energy storage technologies: A review. *Energy Conversion and Management*, 223:113295, 11 2020. doi:10.1016/J.ENCONMAN.2020.113295.

[94] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, and Jonathan Clarke. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137:511–536, 1 2015. doi:10.1016/J.APENERGY.2014.09.081.

[95] Ziyu Zhang, Tao Ding, Quan Zhou, Yuge Sun, Ming Qu, Ziyu Zeng, Yuntao Ju, Li Li, Kang Wang, and Fangde Chi. A review of technologies and applications on versatile energy

storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148:111263, 9 2021. doi:10.1016/J.RSER.2021.111263.

[96] A. B. Gallo, J. R. Simões-Moreira, H. K.M. Costa, M. M. Santos, and E. Moutinho dos Santos. Energy storage in the energy transition context: A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65:800–822, 11 2016. doi:10.1016/J.RSER.2016.07.028.

[97] S. Koohi-Fayegh and M. A. Rosen. A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27:101047, 2 2020. doi:10.1016/J.EST.2019.101047.

[98] Hydrogen Europe. Hydrogen europe-tech [overview].

[99] Luís Madureira Carvalho. Gestão e operação de comunidades de energias renováveis com integração de baterias. 2022.

[100] Marcus Newborough and Graham Cooley. Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. *Fuel Cells Bulletin*, 2020:16–22, 11 2020. doi:10.1016/S1464-2859(20)30546-0.

[101] The role of green and blue hydrogen in the energy transition—a technological and geopolitical perspective. *Sustainability (Switzerland)*, 13:1–26, 1 2021. doi:10.3390/su13010298.

[102] Ankica Kovač, Matej Paranos, and Doria Marciuš. Hydrogen in energy transition: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46:10016–10035, 3 2021. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.11.256.

[103] IEA. Hydrogen - fuels & technologies, acedido em 5/04/2022. URL: https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen.

[104] G. Kakoulaki, I. Kougias, N. Taylor, F. Dolci, J. Moya, and A. Jäger-Waldau. Green hydrogen in europe – a regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228:113649, 1 2021. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890420311766, doi:10.1016/J.ENCONMAN.2020.113649.

[105] Diário da república, 1.ª série presidÊncia do conselho de ministros.

[106] As cores do hidrogénio! o que as distingue?, acedido em 6/04/2022. URL: https://noctula.pt/as-cores-do-hidrogenio/.

[107] Sonja van Renssen. The hydrogen solution? *Nature Climate Change 2020 10:9*, 10:799–801, 8 2020. URL: https://www.nature.com/articles/s41558-020-0891-0, doi:10.1038/s41558-020-0891-0.

[108] Haris Ishaq, Ibrahim Dincer, and Curran Crawford. A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 12 2021. doi:10.1016/J.IJHYDENE.2021.11.149.

[109] IEA. The future of hydrogen, 2019.

[110] Hydrogen Europe. Tech [overview] hydrogen production.

[111] Jun Chi and Hongmei Yu. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *Chinese Journal of Catalysis*, 39:390–394, 3 2018. doi:10.1016/S1872-2067(17)62949-8.

[112] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42:30470–30492, 12 2017. doi:10.1016/J.IJHYDENE.2017.10.045.

[113] Ali Keçebaş, Muhammet Kayfeci, and Mutlucan Bayat. Electrochemical hydrogen generation, 8 2019. doi:10.1016/B978-0-12-814853-2.00009-6.

[114] Foteini M. Sapountzi, Jose M. Gracia, C. J.(Kees Jan) Weststrate, Hans O.A. Fredriksson, and J. W.(Hans) Niemantsverdriet. Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. *Progress in Energy and Combustion Science*, 58:1–35, 1 2017. doi:10.1016/J.PECS.2016.09.001.

[115] Adam Christensen and Adam@threeseas Co. Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United states and europe. 2020.

[116] Kurrer Christian. The potential of hydrogen for decarbonising steel production. 2020.

[117] Detlef Stolten and Bernd Emonts. Hydrogen science and engineering: Materials, processes, systems and technology, 2016.

[118] R. Gerboni. Introduction to hydrogen transportation, 2016. doi:10.1016/b978-1-78242-362-1.00011-0.

[119] Review on the research of hydrogen storage system fast refueling in fuel cell vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44:10677–10693, 4 2019. doi:10.1016/J.IJHYDENE.2019.02.208.

[120] Cassidy Houchins and Brian D James. 2020 doe hydrogen and fuel cells program review hydrogen storage cost analysis (st100). 2020.

[121] Alexander J Headley. Doe eshb chapter 11 hydrogen energy storage.

[122] Ahmad Mayyas, Max Wei, and Gregorio Levis. Hydrogen as a long-term, large-scale energy storage solution when coupled with renewable energy sources or grids with dynamic electricity pricing schemes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45:16311–16325, 6 2020. doi:10.1016/J.IJHYDENE.2020.04.163.

[123] DOE Hydrogen Program. Hydrogen fuel cells.

[124] Matheus Howes and Coimbra Thomé. AnÁlise de viabilidade econÔmica da implantaÇÃo de sistemas de baterias de lÍtio-Íon em unidades consumidoras conectadas na mÉdia tensÃo, 2017.

[125] IDAE. AnÁlisis del estado actual del almacenamiento detrÁs del contador en espaÑa, 2021. URL: www.idae.es.

[126] Carlos Nogueira, António J Gano, Carmen M Rangel, Cátodo M Li O, Al ou LiFePO, Lco LiCoO, NCM LiO, and Nca LiO. Baterias de iÃo-lÍtio materiais, componentes, integração e desafios. 2021.

[127] 40 anos refinaria de sines, acedido em 20/06/2022. URL: https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/a-galp/feiras-e-eventos/40-anos-refinaria-de-sines.

[128] Eletricidade - mercado, acedido em 20/06/2022. URL: https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/mercado/.

[129] Erse - tarifas e preços - eletricidade, acedido em 18/06/2022. URL: https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#periodos-horarios.

[130] Fator de emissão de gases de efeito de estufa para a eletricidade produzida em portugal | agência portuguesa do ambiente, acedido em 20/06/2022. URL: https://apambiente.pt/clima/fator-de-emissao-de-gases-de-efeito-de-estufa-para-eletricidade-produzida-em-portugal.

[131] IDEA. Combined heat and power (chp): Essential for a cost effective clean energy standard. 2013.

[132] Diogo Faria. Modelo de otimização operacional das centrais térmicas da refinaria de sines no mercado diário do mibel. 2022.

[133] Hydrogen data. URL: www.hydrogen.energy.gov.

[134] Kendall Mongird, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian, Vincent Sprenkle, and Richard Baxter. 2020 grid energy storage technology cost and performance assessment. 2020.

[135] K W Harrison, R Remick, G D Martin, and A Hoskin. Hydrogen production: Fundamentals and cas study summaries e preprint. 2010. URL: http://www.osti.gov/bridge.

[136] Fuels - higher and lower calorific values, acedido em 20/06/2022. URL: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html.

[137] Eu energy outlook 2050: How will the european electricity market develop over the next 30 years? - energy brainblog, acedido em 20/06/2022. URL: https://blog.energybrainpool.com/en/eu-energy-outlook-2050-how-will-the-european-electricity-market-develop-over-the-next-30-years/.

[138] Mibgas - iberian gas market, acedido em 20/06/2022. URL: https://www.mibgas.es/en.

[139] R. Soltani, M. A. Rosen, and I. Dincer. Assessment of co2 capture options from various points in steam methane reforming for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39:20266–20275, 12 2014. doi:10.1016/J.IJHYDENE.2014.09.161.