



# isec

## Engenharia

MESTRADO EM ENGENHARIA  
ELETROTÉCNICA

**Utilização de Fontes de Energia  
Renováveis para a Produção de  
Hidrogénio.**

Autor

**Mariana Antunes Ferreira**

Orientador

**Professor Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira**

**Professora Doutora Rita Manuela Fonseca Monteiro  
Pereira**

INSTITUTO POLITÉCNICO  
DE COIMBRA

Coimbra, março, 2022

INSTITUTO SUPERIOR  
DE ENGENHARIA

DEFINITIVO



# isec

## Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELETROTÉCNICA

### **Utilização de Fontes de Energia Renováveis para a Produção de Hidrogénio.**

Relatório de Trabalho de Projeto para a obtenção do grau de  
Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de  
Energia

Autor

**Mariana Antunes Ferreira**

Orientador

**Professor Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira**

**Professora Doutora Rita Manuela Fonseca Monteiro Pereira**

INSTITUTO POLITÉCNICO  
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR  
DE ENGENHARIA

Coimbra, março, 2022

## **AGRADECIMENTOS**

Antes de mais, gostaria de expressar a minha gratidão para com todas as pessoas que, de certa forma, me ajudaram a concluir uma das etapas mais importantes e difíceis do meu percurso académico.

Aos meus orientadores, Professor Adelino Pereira e Professora Rita Pereira quero agradecer em especial pelo apoio, pela colaboração e pela disponibilidade na realização deste trabalho.

À minha família, que esteve sempre presente em todos os momentos, quero agradecer por toda a ajuda, por todo o apoio e por todo o carinho.

Aos meus pais e ao meu irmão um agradecimento nunca será suficiente por tudo o que já fizeram e tornaram possível ser feito. A eles, quero dedicar este trabalho e todas as minhas conquistas pessoais e profissionais pois, só se tornam possíveis com o apoio deles.

Aos meus amigos que sempre estiveram presente e me ajudaram, um querido obrigado. Contudo, quero agradecer em especial às minhas amigas que, independentemente de tudo, sempre me apoiaram e ajudaram a ultrapassar os pequenos obstáculos nesta grande caminhada.

Sendo este um período atípico, e apesar de todas as dificuldades, resta-me agradecer a todos que sempre me ajudaram a lutar pela realização deste trabalho.

## RESUMO

As alterações climáticas são um dos problemas atuais que têm causado grande impacto, captando bastante a atenção de investigadores. Estas, são o resultado, essencialmente, do aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE), nomeadamente o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). Os grandes responsáveis pelas emissões destes gases são os combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) que, por sua vez, são combustíveis imprescindíveis no panorama energético atual. O petróleo é o combustível mais utilizado no setor dos transportes, enquanto que no setor energético e na indústria predominam o carvão e o gás natural. Contudo, apesar das energias renováveis já contribuírem significativamente para a matriz energética, estas não são totalmente eficientes na satisfação das necessidades inerentes a todos os setores.

Neste relatório de projeto é abordado o tema hidrogénio ( $\text{H}_2$ ) que, apresenta ser um combustível com grande potencial para proporcionar um futuro mais limpo, se produzido através de energias renováveis. Este processo consiste na eletrólise da água que carece de energia elétrica para dissociar a molécula da água ( $\text{H}_2\text{O}$ ) originando, assim, o hidrogénio. Este combustível é adequado para produzir energia elétrica através de células de combustível ou ser injetado em gasodutos de gás natural, sendo potencialmente utilizado em diferentes setores, nomeadamente no setor dos transportes, na indústria pesada e no setor aéreo e marinho.

Apesar do hidrogénio já estar a ser explorado como combustível, ainda está longe de atingir o seu potencial máximo, sendo uma alternativa bastante recente e alvo de intenso debate, nomeadamente em relação ao respetivo armazenamento, transporte e custos associados. Neste sentido, foram executadas simulações de forma a avaliar os custos associados à produção de hidrogénio de uma forma mais realista. Contudo, a utilização de energias renováveis para produzir hidrogénio através da eletrólise da água é a chave para um futuro descarbonizado e sustentável.

**Palavras-Chave:** Descarbonização, Eletrólise, Energias Renováveis, Gases de Efeito Estufa, Hidrogénio.

## ABSTRACT

Climate changes arise as being one of the major problems worldwide, entailing a huge impact and therefore attracting a lot of attention from researchers. Climate changes result essentially from increasing greenhouse gases (GHG), namely, carbon dioxide (CO<sub>2</sub>). The main causative factors for the emissions of these gases are fossil fuels, such as coal, oil and natural gas, which are essential for all sectors of activity. Among the fossil fuels, oil is most used in the transport sector, whereas in the energy and industrial sector, coal and natural gas are predominant. Although renewable energies already contribute significantly to the energy matrix, they are not fully capable to attend the necessities inherent to distinct sectors.

In this report is described the Hydrogen (H<sub>2</sub>) which arises as a fuel with great potential to provide a greener future, if produced through renewable energy. This process relies on the electrolysis of water, which requires electrical energy to dissociate the water molecule (H<sub>2</sub>O) to produce hydrogen. This fuel is suitable to produce electrical energy through fuel cells or be injected into natural gas pipelines, and it can be potentially used in distinct sectors, such as in the transport sector, in the industrial sector and in the air and marine sector.

Even though hydrogen is currently being explored as a prominent fuel, it is still far from reaching its maximum potential. In fact, the use of hydrogen as fuel is a very recent and debated topic, namely regarding its storage, transport, and associated costs. Based on that, were carried out simulations in order to evaluate the costs related with the H<sub>2</sub> production in a more realistic approach. However, the use of renewable energies to produce hydrogen through the electrolysis of water is the key to a decarbonized and more sustainable future.

**Keywords:** Decarbonization, Electrolysis, Greenhouse Gases, Hydrogen, Renewable Energies.

## ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	i
RESUMO.....	ii
ABSTRACT .....	iii
ÍNDICE .....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS .....	vii
ÍNDICE DE TABELAS .....	x
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS.....	xi
Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1 Enquadramento do Tema.....	1
1.2 Objetivos e Metodologia.....	2
1.3 Estrutura do Relatório .....	2
Capítulo 2 - Panorama Energético .....	5
2.1 Enquadramento Mundial .....	5
2.2 Enquadramento Europeu .....	7
2.3 Enquadramento Nacional.....	8
2.3.1 Estratégia nacional para o Hidrogénio.....	9
2.4 Energias não Renováveis .....	10
2.4.1 Carvão .....	10
2.4.2 Gás Natural .....	13
2.4.3 Petróleo .....	16
2.4.4 Centrais Nucleares .....	17
2.5 Energias Renováveis .....	17
2.5.1 Energia Hídrica .....	18
2.5.2 Energia Eólica.....	20
2.5.3 Energia Solar .....	21
2.5.4 Energia das Ondas .....	24
2.5.5 Energia Biomassa.....	25
2.5.6 Energia Geotérmica.....	26
2.6 Setor da Energia Elétrica .....	28

2.6.1	Indicadores Energéticos .....	30
2.6.2	Produção de energia elétrica em Portugal.....	31
2.6.3	Custo da Eletricidade.....	33
Capítulo 3 - Hidrogénio .....		37
3.1	Propriedades Físicas e Químicas do Hidrogénio .....	37
3.2	Produção de Hidrogénio.....	40
3.2.1	Reforma a Vapor (SMR) .....	41
3.2.2	Gaseificação de Combustível Sólido .....	43
3.2.3	Decomposição de Amoníaco ( $2\text{NH}_3$ ) .....	43
3.3.4	Eletrólise da Água.....	43
3.3	Eletrolisadores .....	44
3.3.1	Eletrolisadores Alcalinos (AEL).....	46
3.3.2	Eletrolisador por membrana troca de protões (PEM).....	47
3.3.3	Eletrolisadores de alta temperatura (HTEL ou SOEL) .....	49
3.4	Eletrólise a partir de Energia Solar.....	50
3.4.1	Energia Solar Fotovoltaica.....	50
3.5	Eficiência dos processos Reforma a Vapor e Eletrólise .....	54
3.5.1	Eficiência Reforma a Vapor .....	54
3.5.2	Eficiência da Eletrólise através de Energia Solar .....	57
3.6	Introdução do Hidrogénio em Portugal.....	58
3.6.1	Projeto Central Ribatejo.....	59
3.6.2	Projeto Central Sines.....	60
Capítulo 4 - Armazenamento e Transporte de Hidrogénio .....		63
4.1	Hidrogénio comprimido .....	65
4.2	Hidrogénio líquido .....	66
4.3	Compressão criogénica do hidrogénio .....	67
4.4	Sorção de hidrogénio .....	68
Capítulo 5 - Análise do custo de produção de Hidrogénio .....		71
5.1	Custo Eletrolisador .....	72
5.2	Custo de um sistema fotovoltaico .....	73
5.3	Custo de energia elétrica e custo de produção de hidrogénio (LCOH) .....	77

5.4	Caso de Estudo – Simulação .....	81
5.4.1	Influência do fator de carga no LCOH .....	87
5.4.2	Influência do custo de energia elétrica no LCOH.....	89
5.4.3	Influência de Custo de capital e Custos O&M no valor de LCOH.....	91
Capítulo 6 - Conclusões.....		95
6.1	Desenvolvimentos futuros .....	96
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		97
ANEXO I – Tabela Periódica.....		104

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Aumento da temperatura média Global .....	5
Figura 2.2 - Concentrações de dióxido de carbono (NOAA, 2022) .....	6
Figura 2.3 - PNEC 2030 (Portugal Energia, 2021) .....	8
Figura 2.4 - Estratégia Nacional para o Hidrogénio.....	10
Figura 2.5 - Formação do Carvão .....	11
Figura 2.6 - Central termoelétrica Sines.....	12
Figura 2.7 - Esquema simplificado de funcionamento da central termoelétrica.....	12
Figura 2.8 – Ciclo de turbina a gás ciclo aberto (OCGT).....	14
Figura 2.9 - Esquema de turbina a gás de ciclo combinado (CCGT) .....	15
Figura 2.10 - Central termoelétrica Ribatejo (EDP, 2021c) .....	15
Figura 2.11 - Produção de energia elétrica por fontes de energia em Portugal (Energia, DGEG, & ADENE, 2021) .....	16
Figura 2.12 - Esquema de uma central hídrica (EIA, 2021) .....	18
Figura 2.13 - Turbina hidráulica tipo <i>Francis</i> .....	19
Figura 2.14 - Central hidroelétrica Alqueva (EDP, 2021d) .....	20
Figura 2.15 - Turbina eólica <i>Onshore</i> e <i>Offshore</i> (Energy.Gov, 2021b) .....	21
Figura 2.16 – Produção de energia elétrica através de energia eólica (Toshiba, 2021) .....	21
Figura 2.17 - Célula fotovoltaica (Luceño-Sánchez, 2019).....	22
Figura 2.18 - Central solar fotovoltaica de Amareleja (Portal Energia, 2008).....	23
Figura 2.19 - Parque fotovoltaico flutuante Alqueva (EDP, 2021e) .....	24
Figura 2.20 - Central de ondas Ilha do Pico (DGEG, 2021b) .....	25
Figura 2.21 - <i>WaveRoller</i> Peniche 2012 (DGEG, 2021b).....	25
Figura 2.22 - Central biomassa Mortágua (Energias Renováveis, 2021) .....	26
Figura 2.23 - Funcionamento de uma central geotérmica (Elétricas, 2011) .....	27
Figura 2.24 - Central geotérmica do Pico Vermelho Açores (Portal Energia, 2009)..	27
Figura 2.25 – Sistema energético de Portugal (EDP, 2021).....	30
Figura 2.26 - Dependência energética .....	31
Figura 2.27 - Emissões de GEE .....	31

Figura 2.28 - Produção de energia elétrica Portugal Continental (APREN, 2021b) ..	32
Figura 2.29 - Geração de energia elétrica primeiro trimestre 2021 (APREN, 2021b)	33
Figura 2.30 – O custo nivelado de eletricidade de diferentes tecnologias com taxa de desconto 7%.....	35
Figura 3.1 - Molécula de hidrogénio (H <sub>2</sub> ) (AP2H2, 2021) .....	38
Figura 3.2 - Isótopos do hidrogénio (Tabela Periódica, 2021).....	39
Figura 3.3 - Processos para produzir hidrogénio. Adaptado de (Jopek, 2015) .....	41
Figura 3.4 - Reforma a vapor (SMR). Adaptado de (Spath, 2017) .....	41
Figura 3.5 – Processo da eletrólise da água .....	44
Figura 3.6 - Esquema de um eletrolisador (Cummins, 2021) .....	45
Figura 3.7 - Potencial do eletrodo vs pH (Jopek, 2015) .....	46
Figura 3.8 - Eletrolisador Alcalino (Koroneos, 2017) .....	47
Figura 3.9 - Estrutura polímero de Nafion (Gagliardi, 2020).....	48
Figura 3.10 - Eletrolisador PEM (Mamoon, 2015) .....	48
Figura 3.11 - Eletrólise de Alta Temperatura (Wang M. , 2017) .....	49
Figura 3.12 - Eletrólise através de energia solar (Gabriele Zini, 2012) .....	51
Figura 3.13 – Produção de energia elétrica através de hidrogénio renovável. Adaptado (C. Marino, 2019) .....	52
Figura 3.14 – Esquema de uma célula de combustível (Gavrilyuk, 2013).....	53
Figura 3.15 - Sistema de reforma a vapor .....	54
Figura 3.16 – Produção, armazenamento, transporte, distribuição e consumo final de hidrogénio (EDP, 2021f).....	59
Figura 3.17 - Utilização de hidrogénio na central de Ribatejo .....	60
Figura 4.1 - Densidade de energias de vários compostos. Adaptado de (Wikipedia, 2021a) .....	63
Figura 4.2 - Processos de armazenamento de hidrogénio (Moradi, 2019).....	64
Figura 4.3 - Reservatório de hidrogénio Tipo IV (Rivard, 2019) .....	65
Figura 4.4 - Ilustração do revestimento dos diferentes reservatórios de hidrogénio comprimido. Adaptado de (Barthélémy, 2012), (Barthélémy, 2016).....	65
Figura 4.5 - Transporte de hidrogénio liquefeito - via marítima e terrestre (Kawasaki, 2021) .....	67
Figura 4.6 - Diferentes tecnologias de armazenamento de hidrogénio (Barthélémy, 2016) .....	68

---

Figura 5.1 - Fator de carga de eletrolisadores vs o custo LCOH.....	72
Figura 5.2 - Custo do hidrogénio de um eletrolisador alcalino através de energia eólica numa perspetiva em 2050 .....	73
Figura 5.3 - Preço de módulo fotovoltaico e capacidade de geração – média global e dos países não pertencentes IEA.....	74
Figura 5.4 - Evolução do preço dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino .....	75
Figura 5.5 – Custos de um projeto fotovoltaico de sistemas industriais (2018).....	76
Figura 5.6 - Custos associados ao sistema fotovoltaico, 2020 vs 2021 .....	77
Figura 5.7 - Produção de hidrogénio através de energia não renovável e renovável	78
Figura 5.8 - Estimativa do custo de produção de LCOH através de energia eólica, energia solar e a partir de combustíveis fósseis sem contabilização da emissão de CO <sub>2</sub> .....	79
Figura 5.9 - Comportamento estimado do custo de produção de hidrogénio (IRENA, 2019) .....	80
Figura 5.10 - Perspetiva do custo de produção de hidrogénio entre energia eólica e energia solar fotovoltaica .....	81
Figura 5.11 - Resultados obtidos do modelo de produção de hidrogénio .....	82
Figura 5.12 - Comportamento da vida útil do projeto .....	86
Figura 5.13 – Influencia do comportamento de vida útil do projeto no custo de produção de hidrogénio (pior caso e melhor caso) .....	86
Figura 5.14 - Custo de LCOH com a influência do fator de capacidade de operação .....	87
Figura 5.15 - Influência do fator de capacidade no custo nivelado de hidrogénio .....	88
Figura 5.16 - Influência do valor de energia elétrica no custo LCOH .....	91
Figura 5.17 - Aumento de 10% nos diferentes custos.....	92
Figura 5.18 - Diminuição de 10% nos diferentes custos .....	92
Figura 5.19 – Custo do LCOH com redução de 50% dos custos de capital.....	93

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Países com maiores minas de urânio em 2020 (World Nuclear Association, 2021b).....	17
Tabela 3.1 - Propriedades físicas e químicas do hidrogénio (Gupta, 2009).....	38
Tabela 3.2 - Propriedades de diferentes combustíveis (Gupta, 2009) .....	39
Tabela 3.3 – Características dos diferentes eletrolisadores.....	50
Tabela 3.4 - Reações estequiométricas de reforma a vapor.....	55
Tabela 3.5 – Poder calorífico inferior e taxa do volume dos componentes das diferentes reformas a vapor.....	56
Tabela 3.6 - Propriedade do eletrolisador Nitidor (Silveira, 2017).....	57
Tabela 4.1 - Tipo de vasos para armazenamento H <sub>2</sub> comprimido. Adaptado de (Rivard, 2019), (Moradi, 2019).....	66
Tabela 4.2 - Método de Sorção químico e físico para armazenamento de hidrogénio (Moradi, 2019).....	69
Tabela 5.1 - Diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos .....	71
Tabela 5.2 - Custo da produção de hidrogénio a partir de energias renováveis - 2030 vs 2050.....	80
Tabela 5.3 – Especificações técnicas e taxas de financiamento do projeto.....	83
Tabela 5.4 - Custos de Capital do projeto .....	84
Tabela 5.5 - Custos Operacionais do projeto .....	85
Tabela 5.6 - Influência da taxa de impostos no custo de produção de hidrogénio ....	87
Tabela 5.7 - Variação do fator de capacidade vs LCOH .....	88
Tabela 5.8 - Tarifas Transitórias de venda a clientes finais em MT e BTE e a influência no valor LCOH.....	89
Tabela 5.9 - Valores representativos de energia elétrica e a influência no LCOH ....	90
Tabela 5.10 – Influência da variação dos custos totais do projeto no LCOH .....	93

## SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

AC – Corrente alternada

ADENE – Agência para Energia

AEL – Eletrólise em meio alcalino

AEO – Panorama Energético Anual

AP – Acordo de Paris

CCGT – Turbinas a gás de ciclo combinado (*Combined-Cycle Gas Turbine*)

DC – Corrente contínua

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EDP – Energias de Portugal

EN-H<sub>2</sub> – Estratégia Nacional para o Hidrogénio

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GEE – Gases de Efeito Estuda

GGV – Gerador de vapor de circulação natural

GTA – Grupo turboalternador

HER – Evolução de hidrogénio

HHV – Poder calorífico superior

HRSG – Gerador de recuperação de calor

HTEL – Eletrólise de alta temperatura

IEA – Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*)

IRENA – Agência Internacional de Energias Renováveis (*International Renewable Energy Agency*)

LCOE – Custo nivelado de eletricidade

LCOH – Custo nivelado de hidrogénio

LVH – Poder calorífico inferior

MEA – Eléctrodo de membrana

NREL – Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*)

O&M – Custos Operação e Manutenção

OCGT – Turbinas a gás ciclo aberto (*Open-Cycle Gas Turbine*)

OER – Evolução de oxigénio  
PEM – Membrana de troca de protões  
PFSA – Polímero de Nafion  
PNEC – Pacote Nacional Energia e Clima  
PRE – Produção em regime especial  
PRO – Produção em regime ordinário  
PV – Painéis solares fotovoltaicos  
REN – Redes Energéticas Nacionais  
RNC – Roteiro para a Neutralidade Carbónica  
RND – Rede Nacional de Distribuição  
RNT – Rede Nacional de Transportes  
SEN – Sistema Elétrico Nacional  
SMR – Reforma a vapor  
SOEL – Eletrolisador óxido sólido  
ST – Painéis solares térmicos  
STCH – Hidrogénio termoquímico solar  
UE – União Europeia

## Capítulo 1 - Introdução

### 1.1 Enquadramento do Tema

O Segredo para um futuro sustentável tem por base o uso de energias renováveis. Cada vez mais se torna importante a vinculação entre o conceito Futuro e Energia que, por sua vez, reside na crescente implementação do uso de energias renováveis (Patrick Preuster, 2017).

A grande causa do aumento dos gases de efeito estufa (GEE) provém da queima de combustíveis fósseis. São, assim, criadas metas ambiciosas a nível global para que seja alcançado um futuro mais sustentável e descarbonizado. A nível Europeu, estas metas são particularmente rigorosas. O Acordo de Paris (AP) tem como objetivo o incremento do uso de energias renováveis e a descarbonização.

Atualmente, as energias renováveis, e com especial relevância a energia solar, têm vindo a contribuir significativamente para a produção de energia elétrica. Este aumento deve-se ao crescimento da capacidade instalada. Para que seja possível igualar a procura de energia elétrica é necessário o armazenamento de energia. Este armazenamento é importante para compensar os diferentes períodos sazonais de um sistema fotovoltaico (Patrick Preuster, 2017).

Contudo, apesar destas tecnologias evoluírem constantemente e, apresentarem grande capacidade para geração de energia, o uso de combustíveis fósseis é, ainda, necessário, pois possui a capacidade de gerar energia elétrica sempre que a procura aumente bem como por razões económicas. Uma solução para a diminuição do uso de combustíveis fósseis é o uso de hidrogénio como combustível.

O hidrogénio, com fórmula química  $H_2$ , é o elemento mais leve da tabela periódica de Mendeleev e apresenta ser uma solução, por exemplo, para o setor dos transportes como também pode ser usado para produzir energia elétrica.

Para dar início a este processo, primeiro é necessário a produção de hidrogénio. Este pode ser obtido através de várias reações químicas ou da eletrólise da água.

Com a utilização das energias renováveis, tal como a energia solar na eletrólise da água, para a obtenção de hidrogénio, não há emissões de GEE, sendo designado como Hidrogénio Verde. Com a utilização de energia elétrica proveniente de combustíveis fósseis no processo, a emissão de GEE é inevitável. Após a produção de hidrogénio é necessário o seu armazenamento e transporte, para que o mesmo possa ser utilizado de forma eficiente.

Uma forma de contribuir para um futuro mais sustentável passa por reduzir o uso de combustíveis fósseis, aumentar a utilização de energias renováveis e, por sua vez, a utilização de hidrogénio.

## **1.2 Objetivos e Metodologia**

Com a realização deste trabalho, pretende-se analisar as vantagens da produção de hidrogénio através de energias renováveis.

Os temas que têm suscitado uma atenção especial sobre a produção de hidrogénio são as tecnologias existentes, os custos associados e, as características específicas do armazenamento e transporte.

Desta forma, pretende-se demonstrar que o hidrogénio é uma solução economicamente viável a longo prazo e sustentável a nível ambiental quando produzido através de energias renováveis.

## **1.3 Estrutura do Relatório**

O presente relatório encontra-se dividido em seis capítulos.

O capítulo 1 consiste numa breve contextualização, introduzindo os temas principais do trabalho e os objetivos.

No capítulo 2 é feito um enquadramento geral dos problemas ambientais que se têm vindo a sentir no nosso Planeta e os objetivos implementados em resposta a estes problemas. A nível nacional estes objetivos são mais ambiciosos e o uso de energia renovável contribui significativamente para os atingir. De seguida, são apresentadas as fontes de energia renovável e não renovável e, por fim, é descrito o setor energético em Portugal.

No capítulo 3 é introduzido o tema hidrogénio. Neste capítulo são apresentadas as características físicas e químicas do composto e, posteriormente, são mencionadas metodologias para a sua produção de hidrogénio, através de fontes de energia renováveis e não renováveis. A tecnologia com mais ênfase é a eletrólise da água, utilizando energia renovável, neste caso, energia solar fotovoltaica, para fornecer energia elétrica ao sistema.

O capítulo 4 refere as tecnologias para o armazenamento e transporte do hidrogénio. Este assunto acarreta várias complicações pois são necessárias condições de pressão e temperatura muito específicas de modo a não ser alterado a composição do composto hidrogénio.

No capítulo 5 é feita uma análise de custos da produção de hidrogénio. Inicialmente é realizado um estudo e perspetivas associadas ao custo de produção de hidrogénio e, por fim, é utilizada uma ferramenta do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) para simular os custos de uma forma mais realista.

O capítulo 6 resume e apresenta as principais conclusões do trabalho, incluindo perspetivas e objetivos de trabalhos futuros.

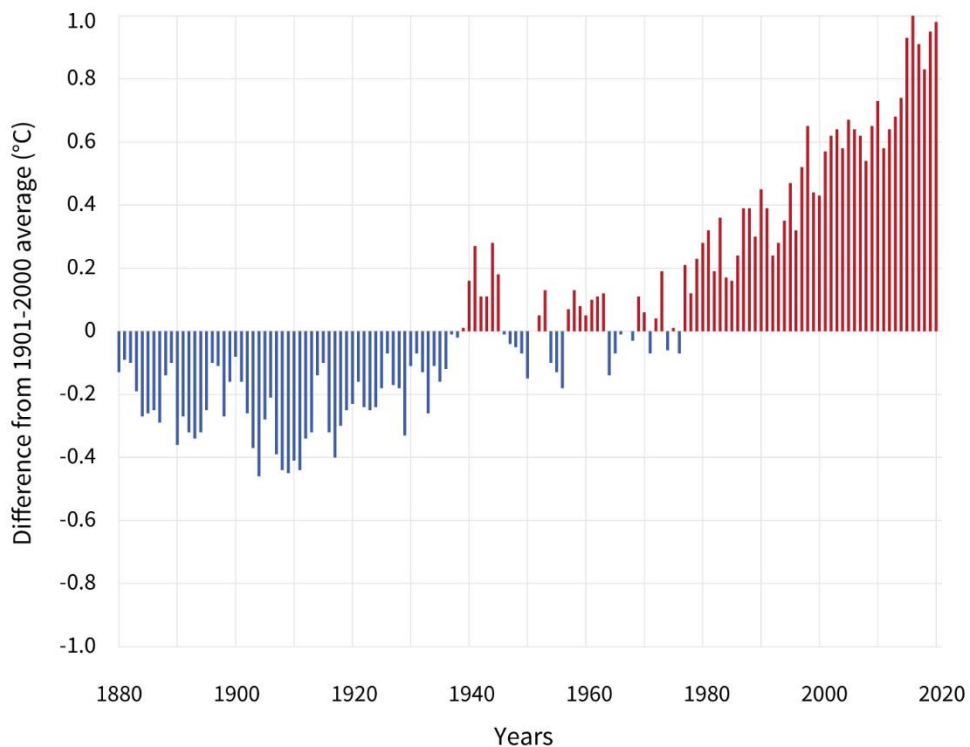


## Capítulo 2 - Panorama Energético

### 2.1 Enquadramento Mundial

Um dos temas que tem captado a atenção dos cientistas nas últimas décadas, são as alterações climáticas. Como consequência destas alterações e causa de maior preocupação verifica-se o aumento da temperatura média global.

Nas últimas décadas, a temperatura média global tem vindo a aumentar drasticamente. Esta consiste na média da temperatura terrestre, dos oceanos e dos glaciares. Sendo que o planeta Terra é coberto por, aproximadamente, 70% de água, facilmente se justifica que a temperatura média global apresente valores baixos (Conselho Nacional Água, 2021). No entanto, desde a era pré-industrial, início do século XIX, foi registado um aumento de 2°F (aproximadamente 1°C) da temperatura média global (Figura 2.1) (NOAA Climate, 2021).



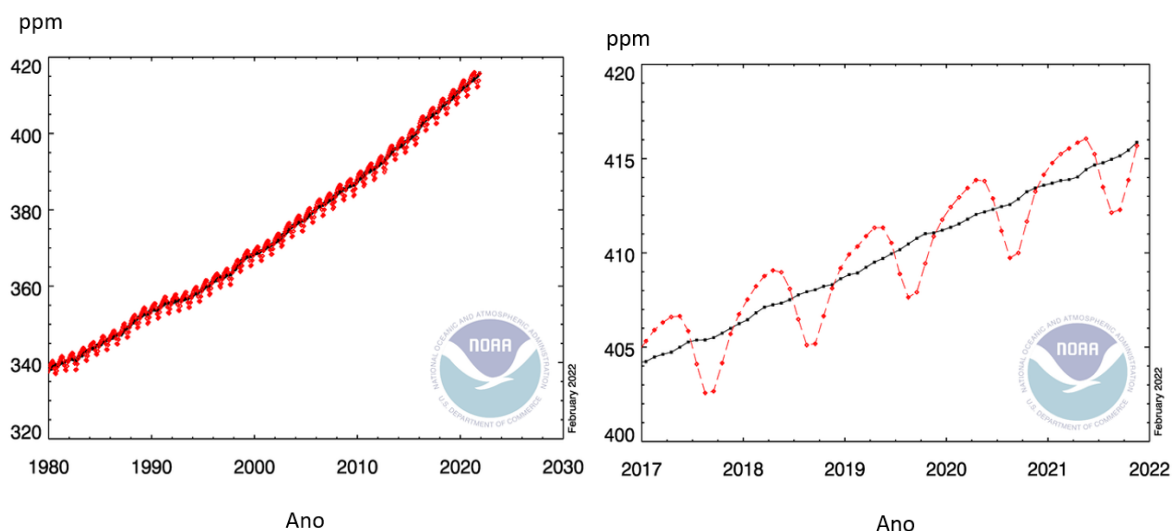
**Figura 2.1 - Aumento da temperatura média Global**

O aumento da temperatura média global tem provocado catástrofes ambientais e acelerado o degelo dos glaciares. Este aumento de temperatura tem como

consequência eventos climáticos e meteorológicos extremos tais como chuvas fortes, ácidas ou, pelo contrário, períodos de grandes secas.

Todas estas alterações vão interferir de forma negativa em todos os ecossistemas. Contudo, a causa das alterações climáticas são as emissões dos gases efeito estufa (GEE), nomeadamente dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), o metano ( $\text{CH}_4$ ), perfluorcarbonetos (PFC's), entre outros. Estes gases são os grandes responsáveis pela crise ambiental, no entanto, tiveram início na era pré-industrial, mas só nos últimos anos se têm sentido as suas consequências. É importante salientar que foi a atividade antropogénica que levou ao aumento das emissões destes gases.

Dos GEE, o  $\text{CO}_2$  é o composto que acarreta maior preocupação devido às elevadas emissões para atmosfera. A Figura 2.2 apresenta as emissões de  $\text{CO}_2$  desde 1980 até atualidade. A imagem da esquerda apresenta uma escala temporal com cerca de 50 anos, onde as emissões de  $\text{CO}_2$  aumentaram de 340 ppm, para aproximadamente 400 ppm, valores registados na década de 2010. Na imagem da direita, é apresentada uma escala temporal com apenas 5 anos e, as emissões de  $\text{CO}_2$  aumentaram mais de 10 ppm.



**Figura 2.2 - Concentrações de dióxido de carbono (NOAA, 2022)**

Na revolução industrial surgiram as primeiras máquinas e os primeiros motores a utilizarem o carvão como combustível, justificando, assim, o aumento da utilização de combustíveis fósseis, e o conseqüente aumento da concentração de  $\text{CO}_2$  na atmosfera. Analogamente ao carvão, existem outros combustíveis fósseis, nomeadamente, o petróleo e o gás natural.

A utilização dos combustíveis fósseis tornou-se essencial para o desenvolvimento e crescimento dos diversos setores de atividades.

No setor dos transportes é utilizado, essencialmente, o petróleo e seus derivados como combustível. No setor da indústria para além da energia elétrica, são também utilizados os combustíveis fósseis para a realização das suas atividades. No setor energético, a produção de energia elétrica assenta maioritariamente na utilização de combustíveis fósseis. O desenvolvimento da indústria e dos setores residenciais e urbanos conduzem a um aumento da procura energética.

Atualmente, as energias renováveis, fontes de energia com recursos ilimitados, são a grande aposta para a substituição dos combustíveis fósseis.

## 2.2 Enquadramento Europeu

O Acordo de Paris (AP), em 2015, é um acordo com o objetivo de reduzir, significativamente, o impacto das alterações climáticas, nomeadamente, reduzir o aquecimento global. Este acordo veio substituir o Protocolo de Quioto, definido em 1997, que tinha o objetivo de comprometer os países industrializados a reduzir as emissões de GEE de acordo com as metas individuais de cada entidade (PNEC, 2019), (APA, 2021).

O AP veio proporcionar objetivos para reduzir o aumento da temperatura média global e alcançar a descarbonização a nível mundial. O acordo foi sobscrito por 195 países.

Foram estabelecidas várias metas com o objetivo de limitar o aumento da temperatura de modo a que não ultrapasse 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.

Neste contexto, surgem, por parte da Comissão Europeia, várias estratégias energéticas de forma atuarem em diferentes áreas para reduzirem o impacto das alterações climáticas. Assim, surge o Pacote Energia Clima 2030 (PNEC, 2019).

Na União Europeia (UE), os objetivos para 2030 são:

- 40% de redução da emissão de gases de efeito estufa;
- 27% da energia vir a ser proveniente de fontes renováveis.
- 27 a 30% de aumento de eficiência energética;
- 15% de interligações elétricas, ou seja, transferência de eletricidade entre países da União Europeia (UE).

Para 2050, os objetivos são ainda mais ambiciosos. Passando pela redução da emissão dos gases de efeito estufa de 80 a 95% relativamente aos níveis de 1990 (República Portuguesa, 2021), (RNC2050, 2019).

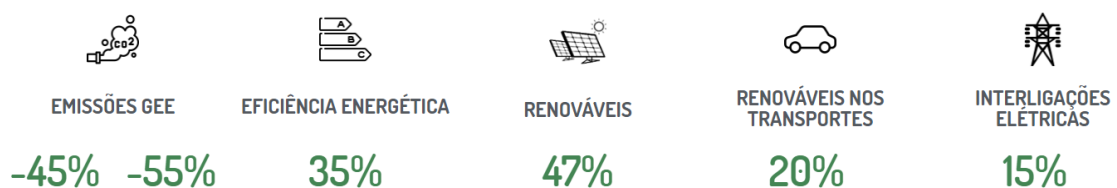
## 2.3 Enquadramento Nacional

Para além das metas europeias para a descarbonização, Portugal possui o Plano Nacional integrado de Energia e Clima (PNEC) que se enquadra nas obrigações decorrentes do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, tratando-se de uma versão preliminar tal como previsto no n.º 1 do artigo 9.º do regulamento (PNEC, 2019).

Posto isto, e de forma a serem tomadas medidas rápidas e concisas, foi traçada uma estratégia e um conjunto de metas com o objetivo de consolidar a estratégia para se encontrar o caminho na obtenção de uma economia competitiva, resiliente, e com baixos níveis de emissões de GEE.

Sendo assim, no horizonte de 2030, o PNEC possui as seguintes metas (Figura 2.3) analogamente as metas da UE (PNEC, 2019), (Portugal Energia, 2021):

- Redução 45% a 55% de emissões de GEE;
- Aumento de 35% na eficiência energética;
- Incremento de 47% em energias renováveis;
- 20% em energias renováveis no setor dos transportes;
- Aumento de 15% em interligações elétricas.



**Figura 2.3 - PNEC 2030 (Portugal Energia, 2021)**

Embora todos os setores desempenhem um papel importante para atingirem estas metas, é o setor energético que contribui significativamente, assumindo, assim, um papel fundamental na transição para uma sociedade descarbonizada assente num sistema energético resiliente, seguro e autossuficiente.

Até 2050, espera-se que a energia elétrica seja apenas produzida através de fontes de energias renováveis, alcançando assim a neutralidade carbónica (RNC2050, 2019).

### 2.3.1 Estratégia nacional para o Hidrogénio

Portugal comprometeu-se a basear a sua produção energética em fontes renováveis, incorporando 47% no consumo final de energia até 2030 e atingir a neutralidade carbónica em 2050.

Para que seja possível assegurar a neutralidade de emissões de GEE até 2050 é necessário a descarbonização do sistema electroprodutor, essencialmente na indústria e nos transportes. Nestes setores a eletrificação total não é uma alternativa económica ou tecnicamente viável.

Desta forma, Portugal implementa a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H<sub>2</sub>), que tem como objetivo a incorporação e utilização de gases renováveis para a produção de energia elétrica.

Assim, prevê-se a substituição de combustíveis fósseis por hidrogénio verde, isto é, hidrogénio proveniente de fontes renováveis, com vista a complementarem a estratégia de eletrificação.

Dentro dos combustíveis fósseis, o gás natural é o menos poluente, conseqüentemente, as infraestruturas para a distribuição deste gás já alcançam reduções significativas de emissões de CO<sub>2</sub> a longo prazo. Contudo, é esperado que se verifique uma redução mais significativa das emissões de CO<sub>2</sub> quando nas infraestruturas for também injetado gases renováveis, nomeadamente, o hidrogénio.

Com a introdução dos gases renováveis, nomeadamente o hidrogénio, será possível a concretização das metas do PNEC e EN-H<sub>2</sub>.

Posto isto, e de acordo com a Figura 2.4, as metas nacionais para o hidrogénio são (EN-H<sub>2</sub>, 2020):

- 5% no consumo final de energia proveniente H<sub>2</sub>;
- 5% no consumo de transportes proveniente H<sub>2</sub>;
- 5% no consumo no setor da indústria proveniente H<sub>2</sub>;
- 15% de H<sub>2</sub> injetado nas redes de gás natural;
- 50 a 100 postos de abastecimento para H<sub>2</sub>.



**Figura 2.4 - Estratégia Nacional para o Hidrogénio**

No entanto, a produção de hidrogénio será vantajosa, a nível ambiental, se não emitir GEE. Neste sentido, a eletrólise da água é uma tecnologia benéfica quando a energia elétrica utilizada provém de fontes de energia renovável, conforme é abordado no ponto 3.4.

## 2.4 Energias não Renováveis

Entende-se por energias não renováveis aquelas que provêm de recursos naturais finitos. Por outras palavras, são recursos que tendem a esgotar-se, tanto a médio como a longo prazo, quando a taxa de consumo é superior à taxa de produção.

Como foi mencionado anteriormente, das energias não renováveis fazem parte:

- Carvão;
- Gás Natural,
- Petróleo;
- Energia Nuclear.

O carvão, o gás natural e o petróleo, são considerados combustíveis fósseis, pois apresentam grandes quantidades de carbono. Assim sendo, estes combustíveis são os que emitem mais GEE para atmosfera, nomeadamente o dióxido de carbono.

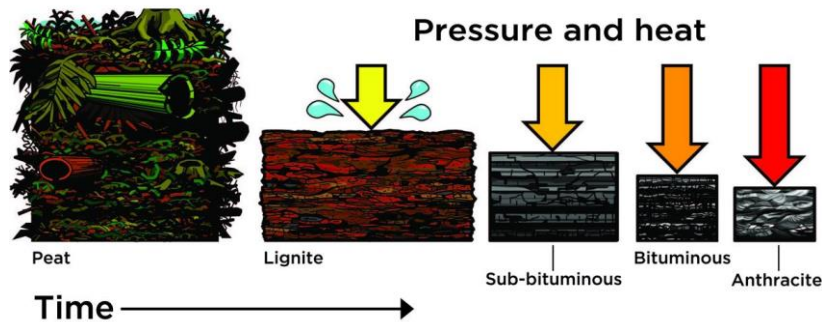
### 2.4.1 Carvão

O carvão é uma rocha que se forma ao longo de milhões de anos, em condições de pressão e calor elevados quando a matéria vegetal morta fica submersa em ambientes de pântano.

As diferentes condições de pressão, temperatura e humidade formam diferentes tipos de carvão (Figura 2.5), a saber (UCSUSA, 2021):

- Lihito;
- Sub-betminosa;
- Betuminosa;
- Antracita.

O linhito é o primeiro a formar-se e contém mais água do que a antracita. Por sua vez, este é o que se forma num maior período de tempo e por isso, está sujeito a valores de temperatura e pressão mais elevados.



**Figura 2.5 - Formação do Carvão**

É a partir da queima do carvão que se inicia o processo para produzir energia elétrica em centrais Termoelétricas.

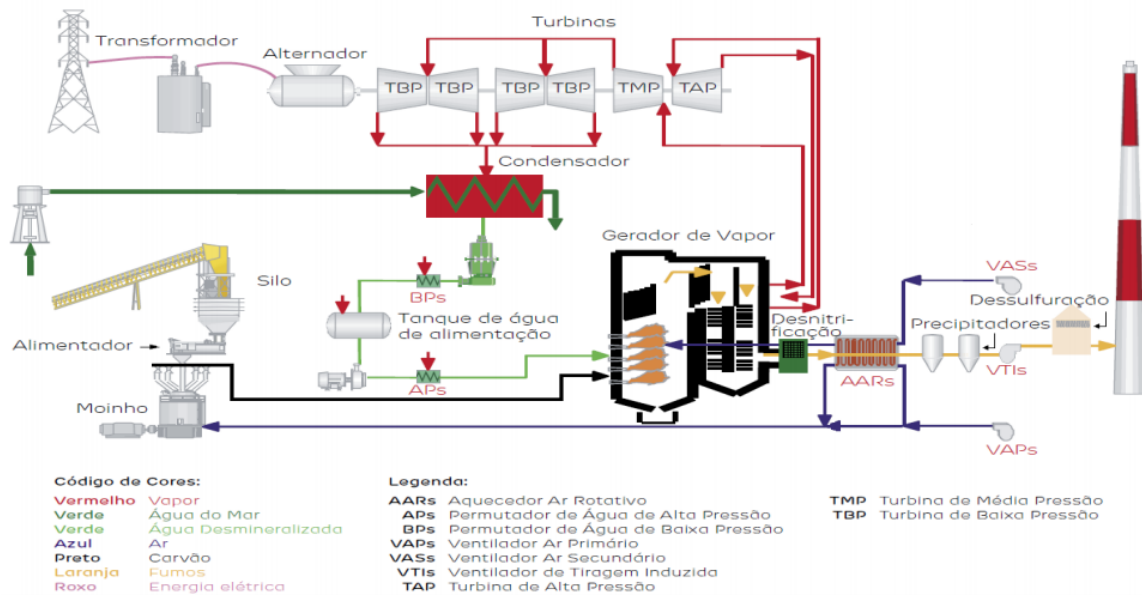
Em Portugal, a primeira central termoelétrica a ser inaugurada foi em Sines (Figura 2.6), em 1985, operada pela EDP (Energias de Portugal), e contava com uma potência instalada de 1 256 MW (EDP, 2021a).



**Figura 2.6 - Central termoelétrica Sines**

Esta central possuía quatro grupos de geradores, com 314 MW de potência elétrica, independentes entre si. Cada circuito independente de grupo de gerador apresentava um gerador de vapor de circulação natural (GGV), um grupo turboalternador (GTA) e um transformador principal (EDP, 2021b), (EDP, 2021a).

A Figura 2.7 apresenta esquematicamente os circuitos para a produção de energia elétrica na central termoelétrica de Sines (EDP, 2021a).



**Figura 2.7 - Esquema simplificado de funcionamento da central termoelétrica**

O carvão (circuito a preto), após ser transportado para a central é enviado para os geradores de vapor onde é queimado. Este processo inicia-se nos silos que fazem chegar o combustível aos alimentadores. Por sua vez, é transportado para os moinhos

que têm como função secar o carvão e pulverizá-lo para, posteriormente, ser transportado para os queimadores.

A queima de carvão, em caldeiras, vai originar vapor (circuito vermelho) a temperaturas 535°C e pressões a 167 bar, que vão ligar aos grupos turboalternador e, estes são responsáveis pela produção de energia elétrica (circuito roxo).

O grupo turboalternador é constituído por turbinas e alternador. A energia térmica, obtida no grupo de geradores a vapor, é transformada em energia mecânica através da rotação das turbinas. Por sua vez, esta está ligada por um rotor ao alternador que vai produzir a energia elétrica a uma tensão de 18 kV.

Para além dos circuitos descritos anteriormente, fazem parte o circuito de águas (verde) e circuito de ar (azul) necessários para o processo (EDP, 2021a).

#### 2.4.2 Gás Natural

O gás natural é o resultado da decomposição de matéria orgânica fóssil, armazenada ao longo de milhões de anos em jazidas naturais subterrâneas.

Embora o gás natural seja composto por vários gases é o composto de metano (CH<sub>4</sub>) que predomina, apresentando valores superiores a 70%.

Este combustível apresenta as seguintes características (AGN, 2021):

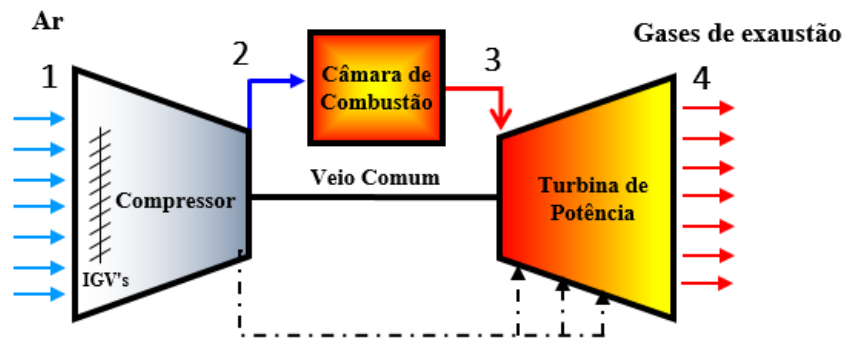
- Densidade inferior a 1 kg/m<sup>3</sup>,
- Poder calorífico entre 9 000 kcal/m<sup>3</sup> e 12 000 kcal/m<sup>3</sup>,
- Gás inodoro.

A produção de energia elétrica através de centrais a gás natural pode ser obtida através de turbinas a gás ciclo aberto (*Open-Cycle Gas Turbine*, OCGT) ou turbinas a gás de ciclo combinado (*Combined-Cycle Gas Turbine*, CCGT).

A tecnologia OCGT (*Open-Cycle Gas Turbine*) é composta por três etapas:

- Compressor,
- Câmara de Combustão,
- Turbina.

O compressor puxa o ar para o motor de combustão interna, e este é misturado no sistema de combustão com o combustível, gás natural. A combustão vai originar um gás de alta temperatura e pressão elevada que, ao entrar para a turbina vai fazer girar o gerador e este produzir energia elétrica (Figura 2.8) (Energy.Gov, 2021a).



**Figura 2.8 – Ciclo de turbina a gás ciclo aberto (OCGT)**

As centrais de gás natural de ciclo combinado consistem essencialmente numa central de ciclo simples combinada com uma segunda turbina a vapor reaproveitando, assim, o calor perdido no processo, e por isso, é mais eficiente que OCGT.

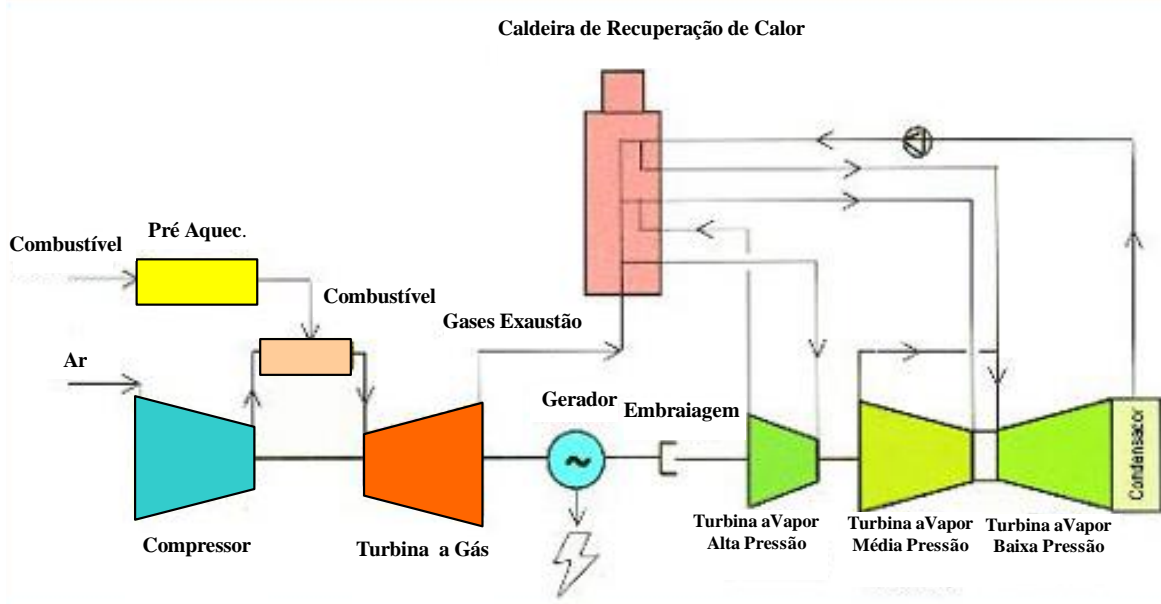
A tecnologia CCGT é composta essencialmente por:

- Turbina tipo OCGT,
- Caldeira de recuperação de calor (HRSG),
- Turbina a vapor.

Neste contexto, a tecnologia utiliza uma turbina OCGT ligada a uma turbina a vapor, assim, os gases quentes provenientes da exaustão da turbina a gás são utilizados de forma a produzir vapor na caldeira de recuperação de calor.

Como esta tecnologia reutiliza os gases, que na OCGT seriam libertados para o meio ambiente, é caracterizada por ser uma tecnologia mais limpa pois reduzem as emissões de resíduos (Energy.Gov, 2021a).

A Figura 2.9 representa um esquema da tecnologia CCGT.



**Figura 2.9 - Esquema de turbina a gás de ciclo combinado (CCGT)**

Em Portugal, um exemplo de uma central termoelétrica a gás natural é a central Ribatejo (Figura 2.10). Esta, possui uma potência instalada de 1200 MW (EDP, 2021c). A técnica utilizada na central termoelétrico Ribatejo é de ciclo combinado, CCGT.



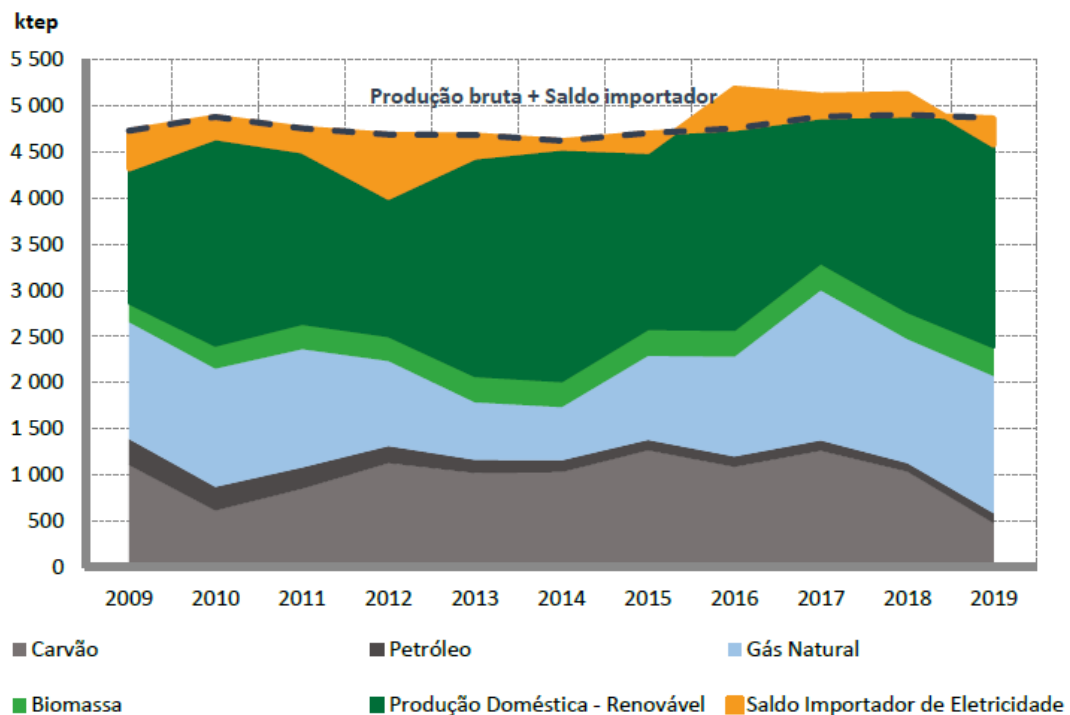
**Figura 2.10 - Central termoelétrica Ribatejo (EDP, 2021c)**

### 2.4.3 Petróleo

O petróleo é um combustível fóssil formado a partir de organismos marinhos. Ao longo de milhões de anos estes fósseis ficam sujeitos a níveis elevados de calor e de pressão que originam uma substância rica em carbono (National Geographic, 2021), (Petroleum, 2021).

O petróleo é uma fonte de energia que origina combustíveis como gasolina, diesel, fuelóleo entre outros compostos. Estes combustíveis são usados, essencialmente, no setor dos transportes, no entanto, os derivados do petróleo também apresentam um contributo para a geração de energia elétrica, essencialmente nas regiões autónomas da Madeira e Açores. Contudo, nos últimos 10 anos a utilização do petróleo para a geração de energia elétrica tem vindo a diminuir (Energia, DGEG, & ADENE, 2021).

A Figura 2.11 apresenta a quantidade de energia elétrica produzida pelas diferentes fontes de energia. O petróleo apresenta uma quantidade inferior e, ao longo dos anos, a sua contribuição tem vindo a diminuir.



**Figura 2.11 - Produção de energia elétrica por fontes de energia em Portugal (Energia, DGEG, & ADENE, 2021)**

#### 2.4.4 Centrais Nucleares

As centrais nucleares usam o urânio (U) como combustível para produzirem energia elétrica através do calor da divisão do átomo. Este processo ocorre em reatores nucleares. O calor das reações de fissão dos átomos de urânio origina vapor e, por sua vez, aciona os geradores e produz energia elétrica. Esta forma de produzir energia elétrica é mais limpa que as restantes fontes de energia não renovável, pois não emitem GEE (World Nuclear Association, 2021a).

Em Portugal, não existem centrais nucleares para a produção de energia elétrica. Os principais países a utilizar esta fonte de energia são a Austrália, o Cazaquistão, Canadá, Estados Unidos da América, Japão, Rússia e China (World Nuclear Association, 2021b).

A Tabela 2.1 identifica as cinco minas, que em 2020 produziram mais quantidade de urânio.

**Tabela 2.1 – Países com maiores minas de urânio em 2020 (World Nuclear Association, 2021b)**

<b>Mina</b>	<b>País</b>	<b>Operador</b>	<b>Produção U (toneladas)</b>	<b>Produção U (%)</b>
Cigar Lake	Canada	Cameco/Orano	3885	8
Husab	Namibia	Swakop Uranium (CGN)	3302	7
Olympic Dam	Australia	BHP Billiton	3062	6
Inkai, sites 1-3	Kazakhstan	Kazaktomprom/Cameco	2693	6
Karatau	Kazakhstan	Uranium One/Kazatomprom	2460	5

#### 2.5 Energias Renováveis

Por sua vez, as energias renováveis são provenientes de recursos naturais infinitos, também designadas por fontes exógenas, por exemplo, o sol (APREN, 2021a).

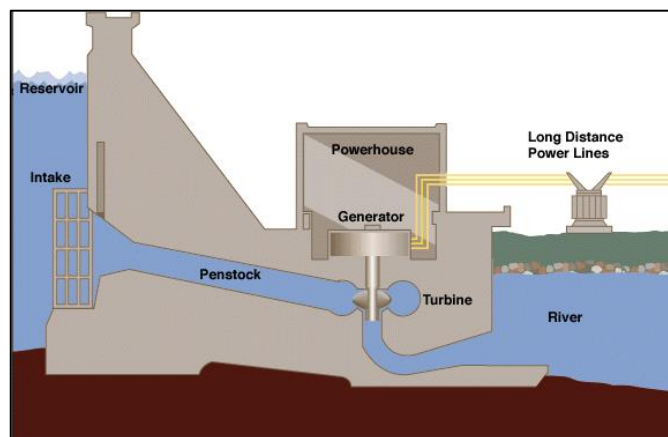
Por outras palavras, os recursos renováveis são recursos que não se extinguem. Assim sendo, fazem parte as seguintes fontes de energia:

- Energia Hídrica;
- Energia Eólica;
- Energia Solar;
- Energia das Ondas;
- Energia Biomassa;
- Energia Geotérmica.

### 2.5.1 Energia Hídrica

Energia hídrica é uma fonte de energia que utiliza a força da água para a produção de energia elétrica. Esta pode ser por armazenamento em albufeira ou em fio de água.

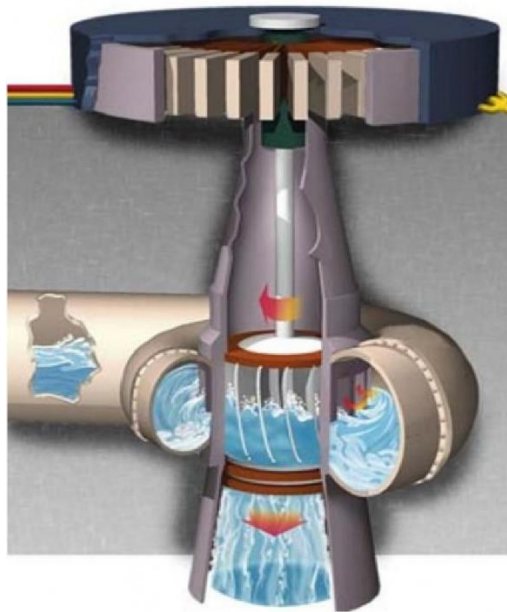
As centrais com albufeira aproveitam a diferença de energia entre o nível a montante (albufeira) e o nível a jusante (o rio) para fazerem rodar as pás da turbina (Figura 2.12). No caso das centrais a fio de água é aproveitado o fluxo natural do rio (APREN, 2021a).



**Figura 2.12 - Esquema de uma central hídrica (EIA, 2021)**

A tecnologia para a produção de energia elétrica consiste na utilização de uma turbina e de um gerador. As correntes de água vão acionar a turbina hidráulica que vai gerar energia mecânica. As pás da turbina vão fazer girar o rotor do gerador, e de acordo a lei de Faraday, é produzida energia elétrica.

A Figura 2.13 representa uma turbina hidráulica tipo *francis*, utilizada em centrais hídricas que apresentem condições intermédias de queda e caudal. Estas apresentam um alto rendimento que pode variar entre 80 a 90%.



**Figura 2.13 - Turbina hidráulica tipo *Francis***

Neste contexto, existem diferentes tipos de centrais hídricas:

- Pico-hídricas < 50 kW
- Micro-hídricas < 500 kW
- Mini-hídricas < 2 MW
- Pequena hídrica < 10 MW
- Grande hídrica > 10 MW

A central hidroelétrica de Alqueva (Figura 2.14) é operada pela EDP, o seu funcionamento teve início em 2003, e possui uma potência instalada de 255,6 MW. Em 2012 foi construída uma nova central com dois grupos de geradores com 130 MW de potência cada um, duplicando desta forma a potência instalada, e ficando conhecida como Alqueva II (EDP, 2021d).



**Figura 2.14 - Central hidroelétrica Alqueva (EDP, 2021d)**

### **2.5.2 Energia Eólica**

A energia eólica é proveniente do movimento de massa de ar, ou seja, vento, que faz girar as pás das eólicas que estão interligadas a um gerador para produzir energia elétrica.

Para que deste processo seja retirado o máximo de rendimento, os parques eólicos são instalados em zonas onde o movimento de massa do ar seja mais forte. Em Portugal, a velocidade média anual do vento exceda 6m/s em zonas montanhosas ou junto à costa (APREN, 2021a).

Para além das centrais eólicas instaladas na terra, chamada *Onshore*, também existem centrais eólicas instaladas no mar, designadas *Offshore* (Figura 2.15).

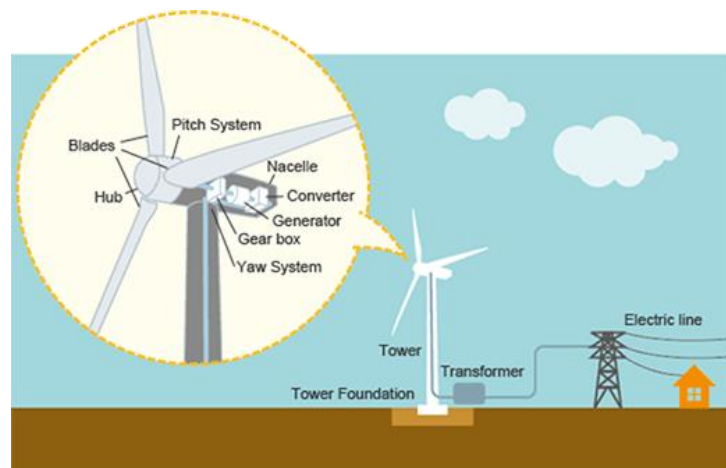
A energia eólica *Offshore* apresenta bons aproveitamentos devido às elevadas massas de ar que existem nos oceanos. Contudo, é importante ter algumas considerações, como por exemplo, zonas de navegação, de pesca e, verificar se são colocadas longe da costa (APREN, 2021a).



**Figura 2.15 - Turbina eólica *Onshore* e *Offshore* (Energy.Gov, 2021b)**

A produção de energia elétrica tem início quando o vento atravessa as pás das eólicas. É a energia cinética do vento que vai proporcionar a rotação das mesmas que, por sua vez, estão ligadas a um eixo interno e este a uma caixa de engrenagens. Esta vai fazer girar o gerador e produzir a energia elétrica.

O eixo principal, a caixa de engrenagens, o gerador e o sistema de controlo estão envolvidas por um alojamento designado por nacell, conforme ilustrado na Figura 2.16 (IEA, 2012).



**Figura 2.16 – Produção de energia elétrica através de energia eólica (Toshiba, 2021)**

### 2.5.3 Energia Solar

A energia solar consiste em energia aproveitada dos raios solares. Esta incide em painéis solares e estes convertem a energia solar em energia elétrica.

Os painéis solares podem ser painéis solares fotovoltaicos (PV) ou painéis solares térmicos (ST) (DGEG, 2021c).

Os painéis solares fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas que ao receberem raios solares vão converter em energia elétrica. Por sua vez, os painéis solares térmicos são constituídos por espelhos que ao incidir os raios solares vão aquecer um fluido, criando vapor que vai provocar movimento de uma turbina e esta faz girar o eixo do gerador que produz energia elétrica (APREN, 2021a).

Neste contexto, as células fotovoltaicas possuem camadas de material semicondutor e a luz incidente cria um campo elétrico que gera eletricidade, através do efeito fotoelétrico (Figura 2.17) (IEA, 2012).

A célula fotovoltaica consiste em duas regiões semicondutoras, uma do tipo-n (semicondutores com excesso de eletrões) e outra do tipo-p (semicondutores com excesso de protões) (Luceño-Sánchez, 2019).

O efeito fotoelétrico ocorre em materiais semicondutores com condutividade elétrica entre o condutor e o isolante.

Os fótons, ao incidirem neste material, são capturados pelos eletrões. Estes geram uma diferença de potencial, e com aplicação de um campo elétrico no semicondutor, os eletrões movem-se na direção do campo originando corrente elétrica (Luceño-Sánchez, 2019).

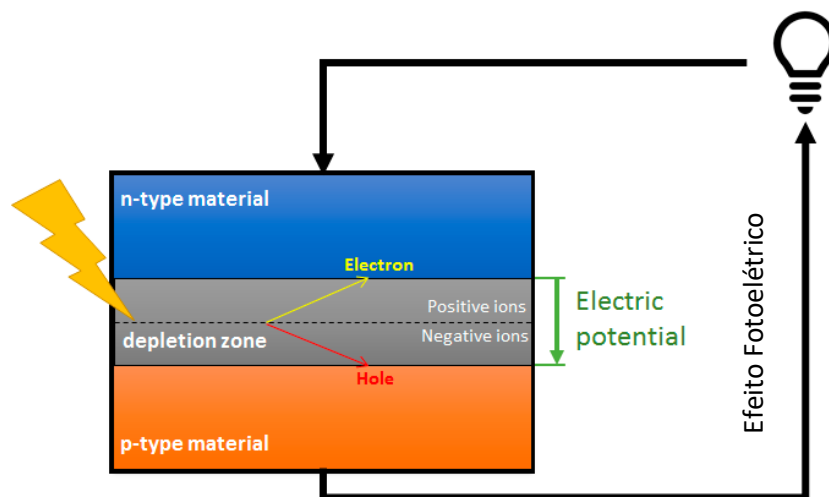


Figura 2.17 - Célula fotovoltaica (Luceño-Sánchez, 2019)

Quanto maior for a intensidade da luz maior será a quantidade de energia elétrica gerada, no entanto, em dias com pouco sol, ou até mesmo em dias chuvosos, há produção de energia elétrica, mas em menores quantidades.

Uma instalação fotovoltaica é descrita com capacidade em kilowatts pico (kWp), que se refere à saída do sistema em condições normais (IEA, 2012).

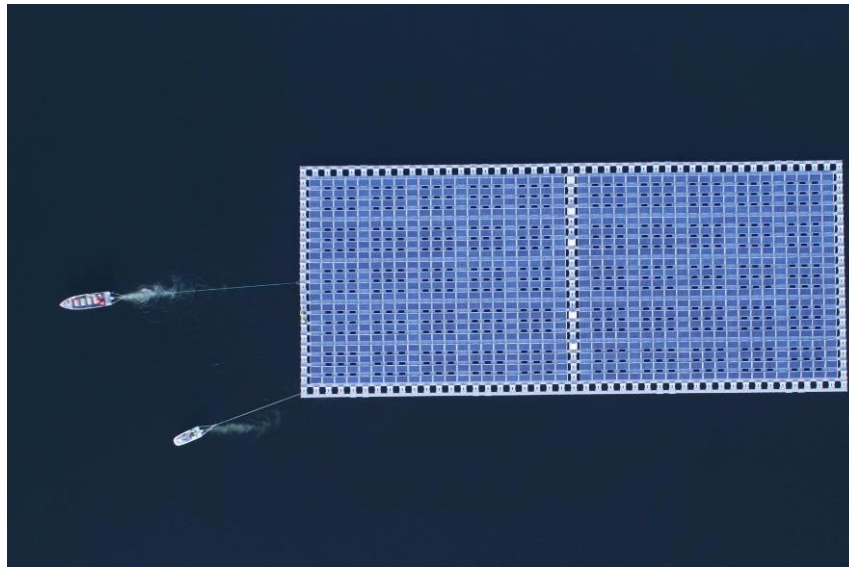
A Figura 2.18 apresenta a central solar fotovoltaica de Amareleja no Alentejo, que começou a operar em 2008, com uma capacidade instalada de 46,41 MWp (Portal Energia, 2008).



**Figura 2.18 - Central solar fotovoltaica de Amareleja (Portal Energia, 2008)**

Uma recente tecnologia para aproveitamento da energia solar para produção de energia elétrica consiste em parques solares flutuantes. Estes projetos baseiam-se em plataformas com painéis solares fotovoltaicos para a produção de energia.

A Figura 2.19 apresenta o recente projeto de um parque solar fotovoltaico flutuante, que vai ser construído na albufeira da barragem de Alqueva.



**Figura 2.19 - Parque fotovoltaico flutuante Alqueva (EDP, 2021e)**

#### **2.5.4 Energia das Ondas**

Os oceanos também são um recurso de energia renovável. Através da força das ondas é possível produzir energia elétrica. Um exemplo disso passa pela utilização de turbinas submersas, onde as correntes marítimas provocam a rotação das pás. Outra tecnologia consiste no aproveitamento da energia cinética das oscilações das ondas. Para os diferentes casos são utilizados equipamentos específicos, como por exemplo geradores, que converterem essa energia em energia elétrica.

A primeira central, em Portugal, a aproveitar a energia dos oceanos para produzir energia elétrica foi nos Açores, na ilha do Pico (1999-2016). No entanto, apesar ter deixado de funcionar em 2016, foi em 2018 que ocorreu a destruição da infraestrutura. Esta central produzia energia elétrica através de uma turbina *Wells* e com uma potência de 400 kW (Figura 2.20).



**Figura 2.20 - Central de ondas Ilha do Pico (DGEG, 2021b)**

Contudo, foram implementados outros projetos para aproveitamento de energia da força das ondas para produção de energia elétrica. Exemplo disso é o projeto *WaveRoller* em Peniche (2012-2014). Este projeto era constituído por painéis submersos ligados a um gerador. Os painéis eram movidos pelas oscilações horizontais das ondas, e o gerador produzia energia elétrica, ligada diretamente à rede e com uma potência de 100 kW (Figura 2.21). Em 2020 foi instalada a mesma tecnologia, também em Peniche com uma potência instalada de 350 kW.



**Figura 2.21 - *WaveRoller* Peniche 2012 (DGEG, 2021b)**

### 2.5.5 Energia Biomassa

A energia proveniente da biomassa resulta na queima de matéria orgânica usada em centrais térmicas. Sendo assim, é utilizada matéria orgânica, tanto no estado sólido, como líquido ou gasoso. Por exemplo:

- Subprodutos florestais;

- Resíduos agrícolas e indústria agroalimentares;
- Resíduos sólidos urbanos;
- Resíduos animal provenientes da atividade pecuária.

Para além de não poluir o ambiente, ajuda, ainda, na diminuição do risco de incêndio quando são usados os resíduos florestais, e desta forma, tornando as florestas mais limpas. (APREN, 2021a), (DGEG, 2021a), (DGEG, 2021c).

A Figura 2.22 representa a central biomassa de Mortágua operada pela EDP. Esta central utiliza resíduos da madeira para a produção de energia elétrica.

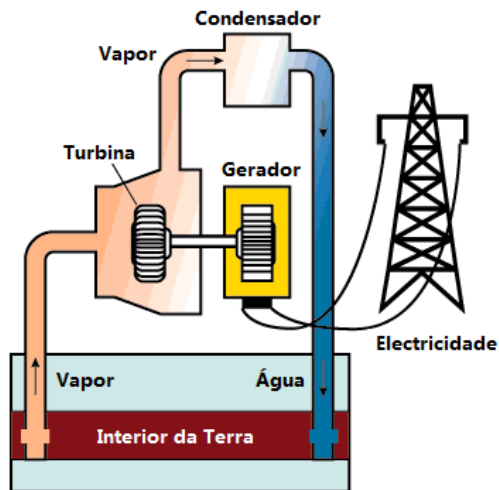


**Figura 2.22 - Central biomassa Mortágua (Energias Renováveis, 2021)**

#### **2.5.6 Energia Geotérmica**

A energia geotérmica é obtida através do calor do interior da Terra. Neste contexto, zonas com atividade vulcânica são zonas com elevado potencial geotérmico.

A Figura 2.23 ilustra o processo até à produção de energia elétrica. Neste sentido, é feito um buraco no interior da terra até atingir temperaturas suficientemente elevadas de forma a que o vapor de água faça movimentar as pás da turbina e esta, faça girar o gerador para a produção de energia elétrica (APREN, 2021a).



**Figura 2.23 - Funcionamento de uma central geotérmica (Elétricas, 2011)**

Na ilha de São Miguel, nos Açores, fazem parte duas centrais geotérmicas, a central geotérmica do Pico Vermelho (Figura 2.24) é uma central com 10 MW de potência e a da Ribeira Grande com 13 MW. Estas contribuem, significativamente, para a produção de energia elétrica renovável. Em 2016, na ilha de S. Miguel, a energia geotérmica foi responsável por cerca de 152 GWh de produção de energia elétrica. E, apenas, 25,80 GWh e 19,66 GWh foram produzidos pela energia hídrica e energia eólica respetivamente (EDPRenováveis, 2016).



**Figura 2.24 - Central geotérmica do Pico Vermelho Açores (Portal Energia, 2009)**

## 2.6 Setor da Energia Elétrica

O setor da energia elétrica contribuiu significativamente para a economia nacional e, conseqüentemente, gera grandes impactos socioeconómicos e ambientais (APREN, 2021a).

O objetivo fundamental das atividades que integram o Sistema Elétrico Nacional (SEN) é a disponibilização de energia elétrica em termos adequados às necessidades dos consumidores (quer qualitativamente, quer quantitativamente). O SEN apoia o uso racional e a eficiência dos meios a utilizar em todas as atividades que integram o setor elétrico.

Sendo um bem essencial, a energia elétrica está sujeita a obrigações de serviço público, da responsabilidade de todos os intervenientes do setor elétrico, de que se destacam:

- A segurança, a regularidade e a qualidade do seu abastecimento;
- A garantia da universalidade de prestação do serviço;
- A garantia da ligação de todos os clientes às redes;
- A proteção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.

A liberalização do mercado de energia elétrica em Portugal teve início a 4 de setembro de 2006. A partir deste momento, os consumidores em Portugal continental podiam escolher o seu fornecedor de energia elétrica (ERSE, 2021).

Em Portugal continental o número de produtores tem aumentado significativamente, uma vez que além das antigas centrais térmicas e hídricas de grande dimensão, têm surgido muitas outras de menor potência, no âmbito da cogeração ou da produção de origem renovável.

Contudo, é necessário cumprir com todos os regulamentos impostos a esta área, sendo a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, a responsável pela regulação deste setor. Tendo como principais objetivos:

- Proteger os direitos e interesses dos consumidores de energia.
- Promover a resolução extrajudicial de litígios, informando, recomendando e/ou encaminhando para meios de maior proximidade.
- Fomentar a concorrência e velar pelo cumprimento, por parte dos agentes do setor energético, das obrigações de serviço público e demais obrigações legais.
- Exercer competências sancionatórias relativamente às entidades sujeitas à sua regulação.

A Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE) é a responsável pela fiscalização deste setor e, ainda, pela constituição, gestão e manutenção de produtos petrolíferos (ENSE, 2021).

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), tem como objetivo sensibilizar os cidadãos a cumprir com políticas relacionadas com o setor elétrico e recursos geológicos, de forma a contribuir para um desenvolvimento sustentável. Este órgão é responsável pela conceção destas políticas (DGEG, 2021).

Juntamente com o cumprimento de todas estas normas, o bom funcionamento deste setor implica várias etapas, desde a produção até ao consumo final, fazendo-se cumprir com toda as normas impostas.

A produção de energia pode ser em regime especial (PRE), que diz respeito à cogeração e à geração de energia a partir de fontes renováveis e, em regime ordinário (PRO) que consiste na geração de energia com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos.

O transporte de energia é assegurado pela Rede Nacional de Transportes (RNT), e esta é gerida pela Redes Energéticas Nacionais (REN).

Esta entidade é responsável por assegurar o equilíbrio entre os produtores e consumidores, por outras palavras, entre a oferta e procura de energia.

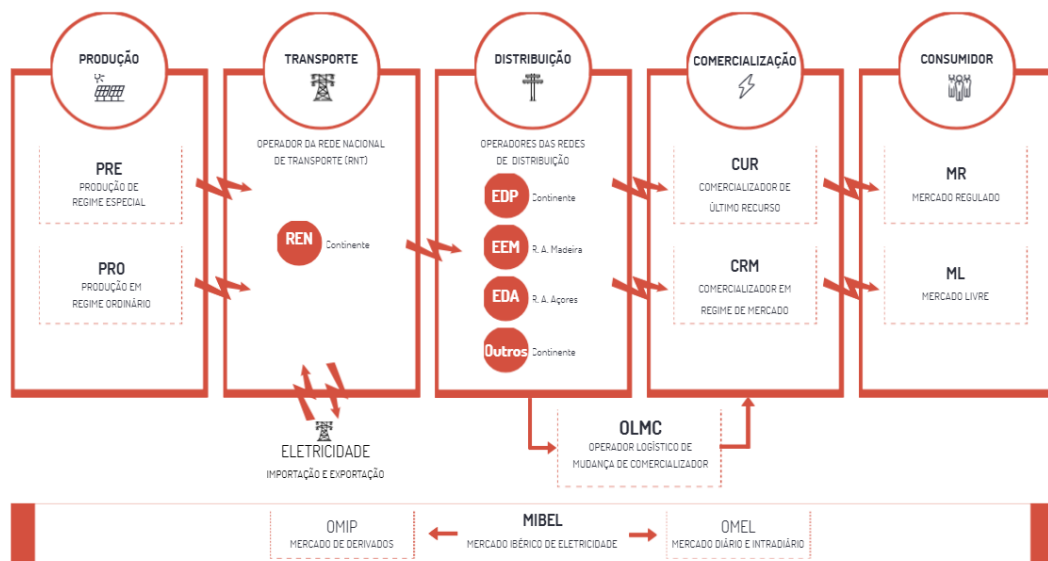
Ao contrário da produção de energia, onde existem várias entidades com esse fim, o transporte é apenas assegurado pela RNT, esta é, assim a entidade responsável por gerir a rede de transporte em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV).

Quem processa a distribuição de eletricidade é a Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão.

Relativamente à comercialização, a energia elétrica pode ser comercializada por diferentes entidades, que faz chegar aos consumidores finais em diferentes níveis de tensão (Portugal Energia, 2021).

As empresas de comercialização de energia elétrica encarregam-se de gerir as relações comerciais com os clientes, consumidores finais, ou seja, estão encarregados da faturação.

A Figura 2.25 descreve, esquematicamente, todo o processo correspondente ao setor da energia elétrica. Isto é, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização, até que chegue ao consumidor final.



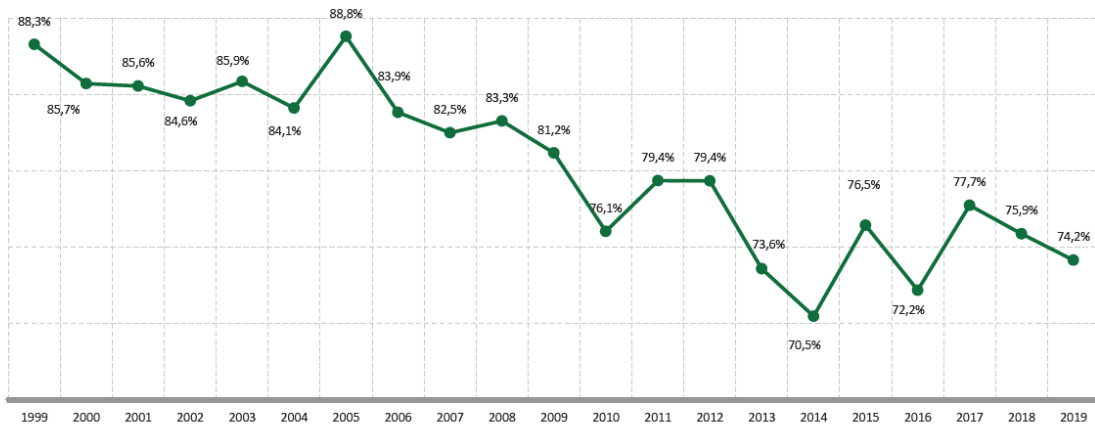
**Figura 2.25 – Sistema energético de Portugal (EDP, 2021)**

### 2.6.1 Indicadores Energéticos

Os indicadores energéticos permitem comparar as diferentes tecnologias ao longo do tempo (Energia, DGEG, & ADENE, 2021).

A dependência energética é um dos fatores que têm vindo a diminuir ao longo dos anos (Figura 2.26). A diminuição destes valores tem consequência na diminuição da produção de energia por fontes de energia fósseis, que tem um impacto significativo no consumo final de energia. Por sua vez, o uso de energias renováveis e a aposta na eficiência energética vão contribuir para que a dependência energética continue a diminuir para níveis inferiores a 80%.

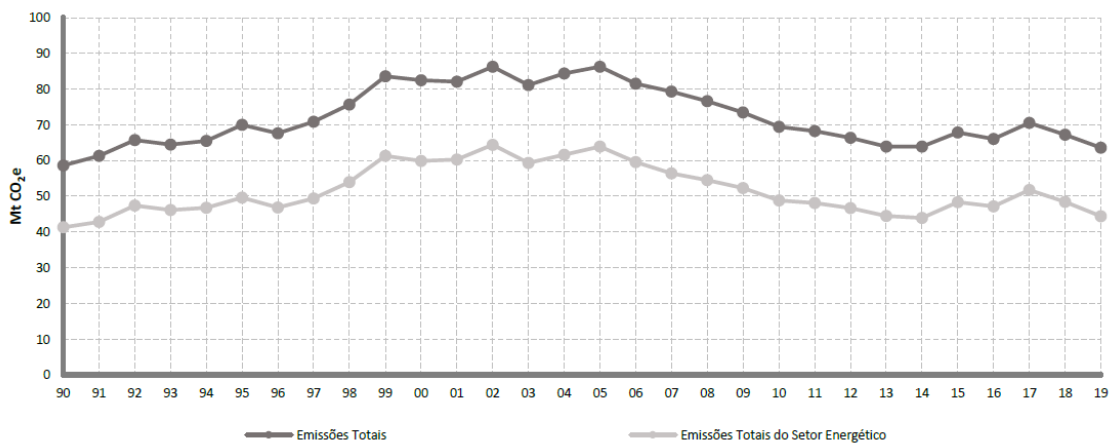
Uma das fontes de energia renovável com mais influência é a energia hídrica e, conseqüentemente, vai contribuir para a diminuição da dependência energética. A título de exemplo, o índice de hidraulicidade aumentou em 2017 de 0,47 para 1,05 em 2018, por sua vez, a dependência energética diminuiu cerca de 1,8% face a 2017 (Figura 2.26) (Energia, DGEG, & ADENE, 2021).



**Figura 2.26 - Dependência energética**

Outro fator importante está associado às emissões de GEE (Figura 2.27). Na década de 90, as emissões GEE eram mais baixas, cerca de 60 Mt CO<sub>2e</sub>, do que o início do século XIX que, atingiu valores próximos de 90 Mt CO<sub>2e</sub>. Atualmente, observa-se um decréscimo dos GEE, para valores aproximados de 60 Mt CO<sub>2e</sub>.

Contudo, as emissões de GEE provenientes do setor energético representam cerca de 70% das emissões totais.



**Figura 2.27 - Emissões de GEE**

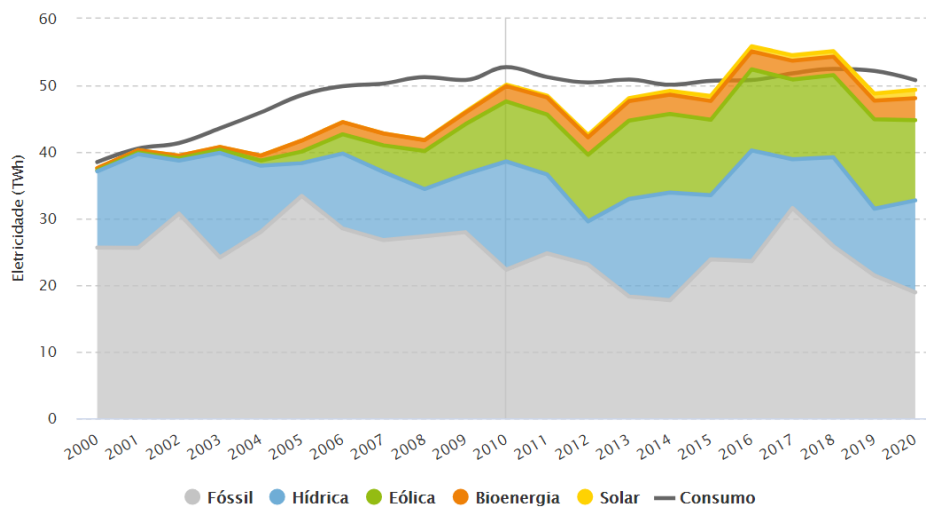
## 2.6.2 Produção de energia elétrica em Portugal

A nível de geração de energia elétrica, os combustíveis fósseis, nomeadamente o carvão, era o grande responsável e o que dominava a matriz energética. Posteriormente, foram desenvolvidas centrais a gás natural, que apesar de emitirem

GEE, são menos poluentes. Desta forma, o carvão deixou de ser o combustível fóssil mais utilizado na geração de energia elétrica.

Por sua vez, o uso de energias renováveis tem vindo a destacar-se, essencialmente a energia eólica e solar, contribuindo significativamente para a produção de energia elétrica.

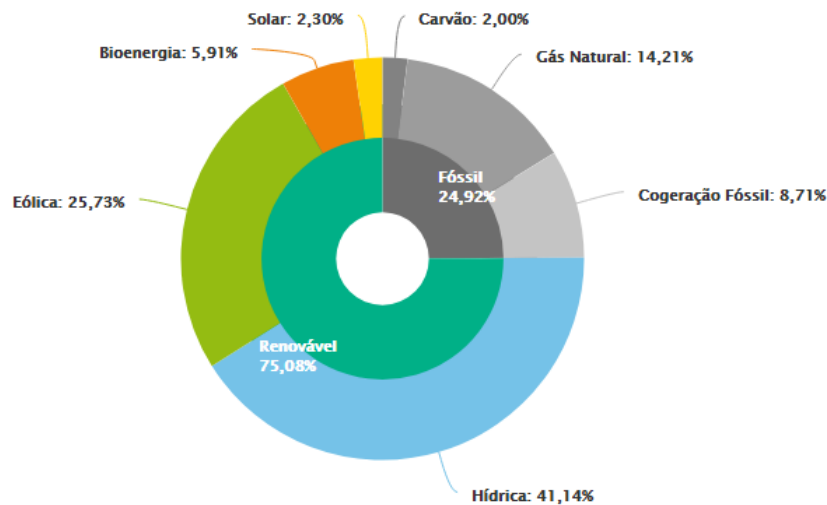
A Figura 2.28 mostra a produção de energia elétricas através das diferentes fontes de energia renovável e não renovável.



**Figura 2.28 - Produção de energia elétrica Portugal Continental (APREN, 2021b)**

Apesar da questão ambiental, surge também o problema de as energias não renováveis, nomeadamente os combustíveis fósseis, serem finitas. Ou seja, se o consumo destas energias fosse o mesmo desde a era pré-industrial os recursos extinguir-se-iam rapidamente.

Atualmente, em Portugal, a energia elétrica é produzida maioritariamente através de energia renováveis (APREN, 2021b). Aproximadamente, no primeiro trimestre de 2021, em Portugal Continental, foram gerados 17 942 GWh de energia elétrica, sendo que aproximadamente 13 400 GWh tiveram origem em Energia renovável (75,1%) (Figura 2.29).



**Figura 2.29 - Geração de energia elétrica primeiro trimestre 2021 (APREN, 2021b)**

### 2.6.3 Custo da Eletricidade

O custo nivelado de eletricidade, LCOE (2.1) é a ferramenta mais utilizada para comparar o custo de eletricidade entre diferentes tecnologias ao longo da sua vida útil (IEA, 2020).

Esta metodologia indica os custos económicos e não os custos financeiros de uma tecnologia específica e, apesar de algumas limitações, continua a ser o método mais direto, simples e comparável entre os diferentes custos de energia elétrica das diferentes tecnologias. Posto isto, os investidores conseguem encontrar um equilíbrio após pagarem as taxas de retorno sobre o capital, consoante os custos ao longo da vida útil da tecnologia.

De acordo com a edição do relatório publicado pela AIE, é importante ter duas considerações quando usado o LCOE.

A primeira é a taxa de desconto usada para descontar custos e benefícios, e, segundo o relatório são consideradas três taxas de desconto:

- taxa de desconto de 3% (correspondendo aproximadamente ao "custo de capital social"),
- taxa de desconto de 7% (correspondendo aproximadamente ao custo de capital de uma grande concessionária em um mercado desregulamentado ou reestruturado),
- Taxa de desconto de 10% (correspondendo aproximadamente ao custo de capital em um ambiente com riscos relativamente maiores).

Contudo, a taxa de desconto usada é a mesma para todas as tecnologias e não varia durante a vida útil do projeto. Embora na prática, o custo de capital e, portanto, a taxa de desconto relevante possa variar entre diferentes tecnologias, assume custos de capital idênticos para todas as tecnologias e permite comparar os custos entre tecnologias e regiões.

A segunda consideração a ter é a utilização da fórmula LCOE, que não varia durante a vida útil do projeto.

Para a utilização da fórmula, o tempo  $t$  em anos, inicia-se no ano zero, quando ocorre a venda da produção da tecnologia, e termina no fim da vida útil da tecnologia (IEA, 2020).

$$LCOE = \frac{\sum(Capital_t + O\&M_t + Combust._t + Carbono_t + D_t) * (1 + r)^{-t}}{\sum MWh (1 + r)^{-t}} \quad (2.1)$$

Onde:

$MWh$  - Quantidade de eletricidade produzida por ano;

$(1+r)^{-t}$  - Taxa de desconto real (custo de capital);

$Capital_t$  - Custo da capital no ano  $t$ ;

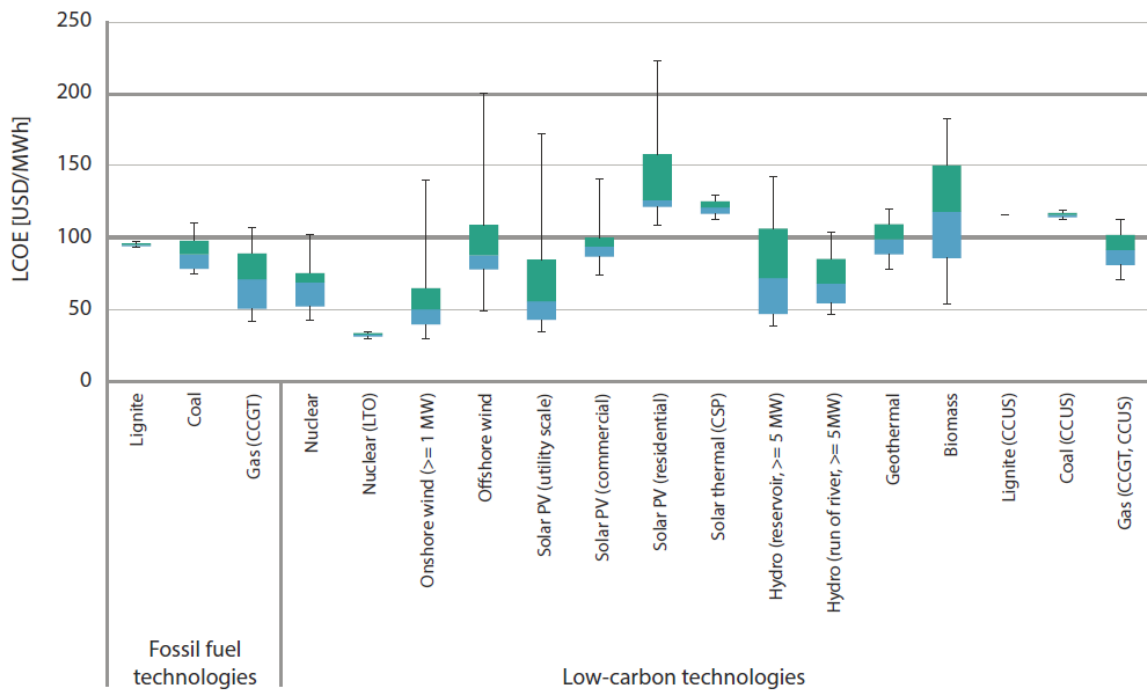
$O\&M_t$  - Custo de operação e manutenção no ano  $t$ ;

$Fuel_t$  - Custo do combustível no ano  $t$ ;

$Carbono_t$  - Custo do carbono no ano  $t$ ;

$D_t$  - Descomissionamento no ano  $t$ .

A Figura 2.30 apresenta o custo LCOE para diferentes tecnologias (IEA, 2020).



**Figura 2.30 – O custo nivelado de eletricidade de diferentes tecnologias com taxa de desconto 7%**

As tecnologias com baixas ou nenhuma emissões de CO<sub>2</sub> apresentam preços mais elevados de LCOE. Contudo, existem tecnologias de energias renováveis com preços muito competitivos e com a sua evolução, nomeadamente o aumento das potências instaladas vão se tornando soluções cada vez mais económicas e eficientes. É importante salientar que estas tecnologias, sem emissões de GEE, são a solução para ajudar a combater as alterações climáticas.

Neste sentido, o hidrogénio verde é um combustível limpo, com grande potencial para ajudar na descarbonização, podendo substituir os combustíveis fósseis no setor dos transportes, da indústria e energético.



## Capítulo 3 - Hidrogénio

Apesar de já ser utilizado há vários anos, o hidrogénio tem sido um tema de grande importância, e que está a interferir de forma positiva em vários setores de atividade como por exemplo no setor dos transportes e energia. Este pode ser utilizado como combustível sem emitir GEE. Ou seja, a produção de hidrogénio utilizando energia renovável é designado como hidrogénio verde, pois não é emitido GEE. Por sua vez, quando são utilizados combustíveis fósseis designa-se por hidrogénio cinzento, pois é libertado dióxido de carbono para atmosfera (EDP, 2021f).

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050) consiste num plano que tem como principal objetivo a descarbonização, ou seja, a redução dos GEE. A utilização de hidrogénio verde vai contribuir de forma significativa para alcançar a neutralidade carbónica (RNC2050, 2019).

### 3.1 Propriedades Físicas e Químicas do Hidrogénio

O hidrogénio é o elemento mais abundante no planeta e está presente em todo o universo. Ele faz parte da constituição de quase todos os elementos da Terra, como por exemplo (AP2H2, 2021), (Gupta, 2009):

- Água,
- Combustíveis,
- Plantas,
- Animais,
- Hidrocarbonetos.

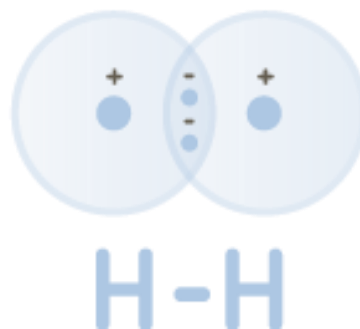
O hidrogénio é incolor, inodoro, insolúvel na água e não tóxico (Gupta, 2009). Na Tabela 3.1 são apresentadas algumas das características físicas e químicas do hidrogénio.

**Tabela 3.1 - Propriedades físicas e químicas do hidrogénio (Gupta, 2009)**

Propriedade	Valor
Massa molecular	2,02 g/mol
Densidade (gasoso, 0°C e 1 atm)	0,08988 g/L
Ponto de ebulição	- 252,87 °C
Ponto de fusão	- 259,34 °C

O átomo de hidrogénio (H) é o elemento mais leve da tabela periódica de Mendeleev (Anexo 1), está presente no primeiro grupo e período e, é um elemento não metálico. Este átomo apresenta massa atómica relativa 1,008 g/mol, raio atómico 37,3 pm, número atómico 1 e configuração eletrónica  $1s^1$  (Gabriele Zini, 2012), (AP2H2, 2021), (TabelaPeriódica, 2021).

Um átomo de hidrogénio é composto por um protão e um eletrão, possuindo dois estados de oxidação (+1,-1). Esse eletrão é altamente reativo e orbita em redor do núcleo, que ao construir ligações covalentes com outros átomos de hidrogénio formam uma configuração estável de uma molécula diatómica. Por outras palavras, a molécula de hidrogénio ( $H_2$ ) consiste numa ligação covalente simples entre dois átomos de hidrogénio (Figura 3.1) (Gabriele Zini, 2012).



**Figura 3.1 - Molécula de hidrogénio ( $H_2$ ) (AP2H2, 2021)**

Isótopos são átomos que apresentam diferentes neutrões no núcleo do elemento químico em questão. No caso do hidrogénio, este apresenta três isótopos diferentes: prótio (um eletrão e nenhum neutrão no núcleo), deutério (um eletrão e um neutrão) e o trítio (um eletrão e dois neutrões no núcleo) (Figura 3.2) (TabelaPeriódica, 2021).



**Figura 3.2 - Isótopos do hidrogênio (Tabela Periódica, 2021)**

Na Tabela 3.2 são comparados os valores de poder calorífico inferior (LVH), poder calorífico superior (HHV), composição do peso molecular e densidade de energia do hidrogênio com outros combustíveis.

**Tabela 3.2 - Propriedades de diferentes combustíveis (Gupta, 2009)**

<b>Combustível</b>	<b>LVH [MJ/kg]</b>	<b>HHV [MJ/kg]</b>	<b>Composição Peso Molecular [Wt%]</b>	<b>Densidade de Energia [MJ/m<sup>3</sup>]</b>
Metano	50	55,5	16	20 920
Metanol	18	22,7	32	15 800
Gasolina	44,5	47,3	100-105	31 150
Diesel	42,5	44,8	200-300	31 435
Hidrogênio	119,9	141,6	2	8,491

A diferença entre HHV e LVH corresponde à energia necessária para converter um combustível no estado líquido para o estado gasoso. Em suma, o hidrogênio possui mais energia por kg que os outros combustíveis, por exemplo, 1kg de H<sub>2</sub> apresenta uma capacidade energética quase três vezes superior à gasolina, por sua vez precisa de quantidades maiores de energia para passar do estado líquido para o estado gasoso e apresenta uma densidade de energia inferior aos outros compostos (Santos, 2005), (Gupta, 2009).

### 3.2 Produção de Hidrogénio

Existem várias técnicas para a produção de hidrogénio. Esta pode ser feita através de processos termoquímicos, biológicos ou usando a eletrólise da água (Energy.Gov, 2021).

Os processos termoquímicos consistem na utilização de calor, que provém de energias de diferentes recursos como por exemplo:

- Etanol,
- Gás natural,
- Biogás.

Assim, são utilizados catalisadores de forma a desencadear reações químicas para produzir o hidrogénio através da decomposição dos diferentes recursos.

Em suma, os catalisadores têm como função aumentar a velocidade das reações sem interferir nos reagentes e produtos.

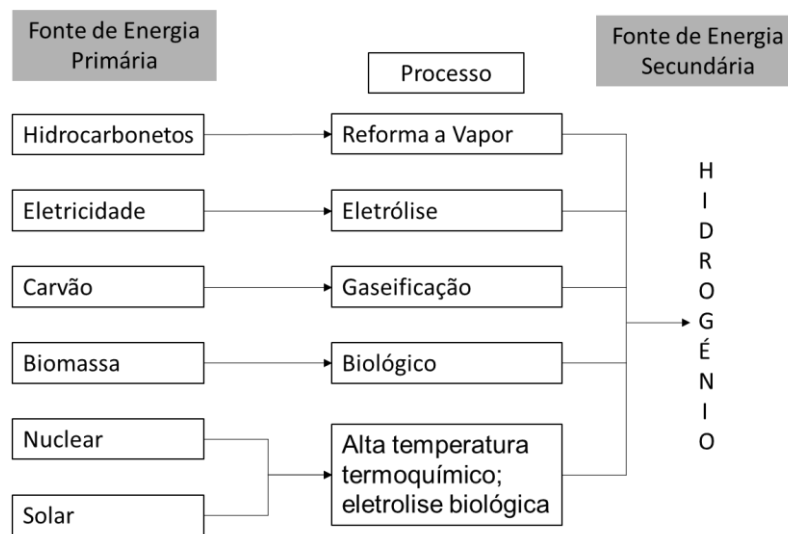
Como processos termoquímicos temos os seguintes exemplos:

- Reforma a vapor (SMR),
- Gaseificação de combustível sólido,
- Hidrogénio termoquímico solar (STCH).

Os processos de produção de hidrogénio eletrolítico usam eletrolisadores para converter água em hidrogénio e oxigénio. Estes processos precisam de energia elétrica para desencadear uma reação química que divide as moléculas de água em hidrogénio e oxigénio. O principal exemplo de processo eletrolítico é a eletrólise da água (processo convencional) (Energy.Gov, 2021), (Braga, 2017), (Silva, 2017).

Processos biológicos usam micro-organismos (micróbios como bactérias ou microalgas) que através de reações biológicas e, usando a luz solar ou matéria orgânica, produzem o hidrogénio. Contudo, esta tecnologia ainda se encontra em investigação, mas possui grande potencial devido ao baixo teor de carbono (Energy.Gov, 2021).

A Figura 3.3 apresenta diferentes fontes de energia e os processos associados para a produção de hidrogénio. O hidrogénio é considerado como uma fonte secundária de energia.

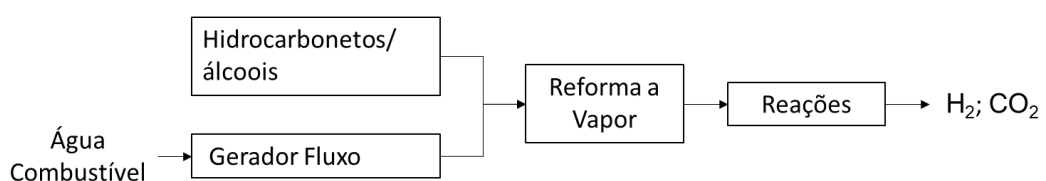


**Figura 3.3 - Processos para produzir hidrogénio. Adaptado de (Jopek, 2015)**

### 3.2.1 Reforma a Vapor (SMR)

Reforma a vapor (SMR), em inglês *Steam Reforming*, é um processo para a produção de hidrogénio muito utilizado, essencialmente na indústria química, e apresenta alta eficiência e baixo custo (Chena Y, 2017).

A Figura 3.4 ilustra as diferentes etapas para a produção de hidrogénio através da SMR. Este pode ser produzido através de hidrocarbonetos e/ou álcoois ou combustível como gás natural ou biogás.



**Figura 3.4 - Reforma a vapor (SMR). Adaptado de (Spath, 2017)**

Os hidrocarbonetos são compostos formados através de ligações covalentes simples, duplas e triplas de carbono e hidrogénio. De seguida são apresentados alguns exemplos de hidrocarbonetos:

- Metano – CH<sub>4</sub>
- Etano – C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>
- Propano – C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>

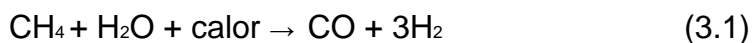
- Butano – C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>

Por sua vez, os álcoois são substâncias que apresentam o grupo hidroxila (OH) ligado a um átomo de carbono. Um exemplo é a junção do composto C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> com o grupo hidroxila, que vai originar o etanol, C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH.

Como foi referido anteriormente, o gás natural forma-se ao longo de milhões de anos, através da decomposição de organismos vivos. Dessa forma a sua constituição varia, podendo apresentar etano (5 a 8%), alguns vestígios de outros hidrocarbonetos e ainda alguns gases como nitrogénio, dióxido de carbono e hélio. Contudo, este composto é constituído maioritariamente por metano, CH<sub>4</sub>, o que indica ser um combustível mais poluente, visto que o metano é vinte e uma vezes mais nocivo que o CO<sub>2</sub> (Silveira, 2017).

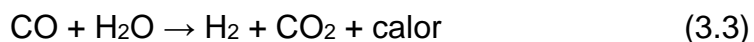
Por sua vez, a composição de biogás apresenta cerca de 45 a 75% de metano e 25 a 55% de dióxido de carbono, o que torna uma solução mais vantajosa a nível ambiental para a produção de hidrogénio. No entanto, ambos os combustíveis apresentam o metano como seu maior constituinte. A produção de hidrogénio usando estas fontes de energia é a reforma a vapor do metano (Marco Scholz, 2017).

Sendo assim, através de uma reação endotérmica, equação (3.2), a elevadas temperaturas, a produção de hidrogénio através de hidrocarbonetos, nomeadamente, metano é dada pelas equação (3.1) (Gabriele Zini, 2012), (Alves, 2017):



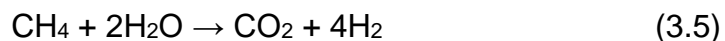
$$\Delta H = 206 \text{ kJ/mol} \quad (3.2)$$

Seguido pela reação exotérmica:



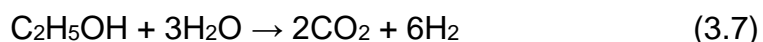
$$\Delta H = -41 \text{ kJ/mol} \quad (3.4)$$

Estas duas reações podem ser resumidas numa reação endotérmica:



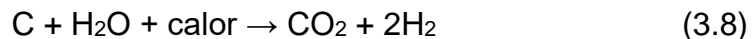
$$\Delta H = 165 \text{ kJ/mol} \quad (3.6)$$

Analogamente, a reforma a vapor através de álcoois é dada pela expressão (3.7) (Antunes, 2017):



### 3.2.2 Gaseificação de Combustível Sólido

A produção de hidrogénio através de gaseificação de combustível sólido envolve a gaseificação de um combustível, nomeadamente o carvão com o vapor de água. A reação é dada pela reação do carbono que origina dióxido de carbono e hidrogénio, equação (3.8) (Gabriele Zini, 2012):

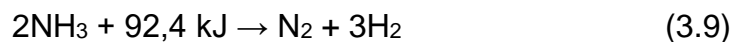


Esta reação liberta mais poluentes que o procedimento SMR realizado com metano, no entanto, são ambas as reações poluentes, visto que ambas produzem  $\text{CO}_2$ , uma através da queima do carvão e a outra envolve reações com hidrocarbonetos.

### 3.2.3 Decomposição de Amoníaco ( $2\text{NH}_3$ )

O amoníaco,  $2\text{NH}_3$ , também pode ser utilizado para a produção de hidrogénio. A separação do composto origina nitrogénio ( $\text{N}_2$ ) e hidrogénio,  $\text{H}_2$ .

Esta reação é endotérmica, é dada pela equação (3.9):



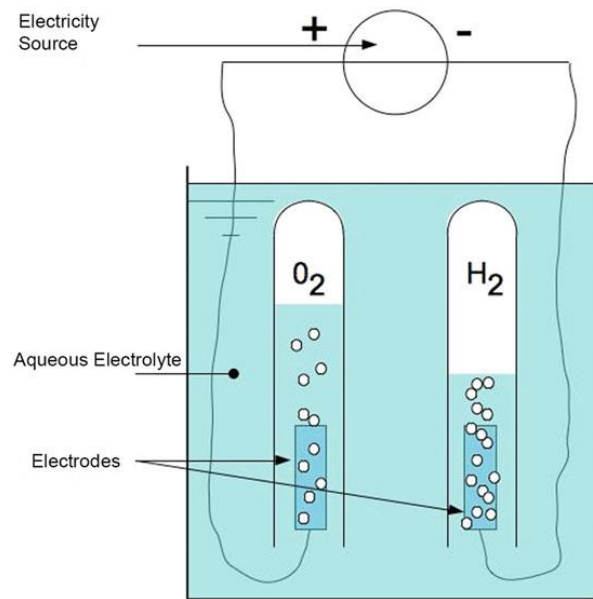
O amoníaco é um composto que facilmente é transportado e armazenado, pois não são necessárias temperaturas extremas para garantir a sua composição. Como o transporte de hidrogénio acarreta outras complicações, devido a valores de pressão e temperatura muito específicos, uma solução passa por transportar o amoníaco para depois ser produzido o hidrogénio (Gabriele Zini, 2012), (Cheddie, 2017).

### 3.3.4 Eletrólise da Água

A eletrólise é uma tecnologia para produzir hidrogénio através de um eletrolisador que necessita de energia elétrica para converter moléculas de água em hidrogénio e oxigénio (Figura 3.5) (Silveira, 2017).

Ao contrário do processo da reforma a vapor, esta reação, equação (3.10), não liberta dióxido de carbono. No entanto, este processo torna-se vantajoso a nível ambiental se a energia elétrica for proveniente de fontes de energia renováveis.





**Figura 3.5 – Processo da eletrólise da água**

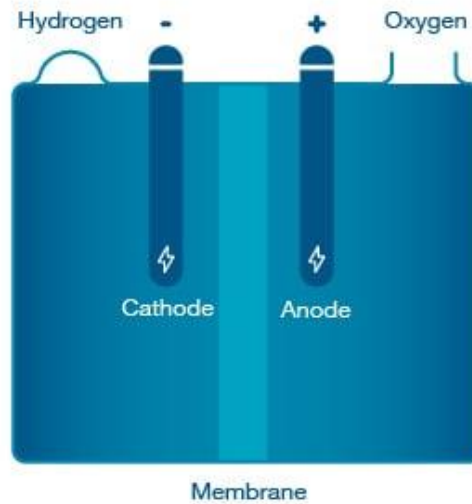
### 3.3 Eletrolisadores

Como já foi referido anteriormente, este processo consiste na utilização de eletrolisadores que usam eletricidade para dividir a água em hidrogénio e oxigénio. A eletricidade a utilizar pode ser proveniente de fontes de energia renovável o que torna um processo limpo sem emissões de dióxido de carbono.

Uma das vantagens da produção de hidrogénio utilizando esta tecnologia é que pode ser implementada num parque eólico ou num parque fotovoltaico. Assim, para além do processo ser totalmente limpo, sem emissões de GEE, iria ser possível conciliar a disponibilidade dos recursos com as necessidades operacionais do sistema. Por outras palavras, iria ser possível a produção de hidrogénio quando existe excesso de produção de energia eléctrica, evitando que esta seja perdida ou haja a redução de produção de eletricidade (Energy.Gov, 2021).

Por sua vez, quando a energia eléctrica é proveniente da rede este processo deixa de ser vantajoso, visto que muita dessa energia é proveniente de combustíveis fósseis.

Em suma, para o desenvolvimento deste processo, nomeadamente a eletrólise, é necessário uma fonte de energia eléctrica (corrente contínua) e o eletrolisador (Figura 3.6).

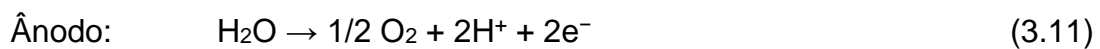


**Figura 3.6 - Esquema de um eletrolisador (Cummins, 2021)**

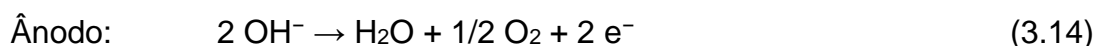
O eletrolisador é composto por um ânodo e um cátodo, separados por uma membrana eletrolítica. É nos eletrólitos que ocorre o processo de oxidação-redução, sendo que a oxidação ocorre no ânodo e a redução no cátodo, envolvendo os prótons ( $H^+$ ) de um lado e os iões hidroxila ( $OH^-$ ) de outro.

Uma desvantagem deste processo é a quantidade de energia elétrica necessária para desassociar uma molécula de água para produzir o hidrogénio (Silveira, 2017).

As reações que ocorrem neste processo dependem do pH do eletrólito. Contudo, num meio ácido ocorrem as reações químicas seguintes, nomeadamente, equação (3.11) no ânodo; equação (3.12) no cátodo e reação completa é dada pela equação (3.13) (Jopek, 2015):

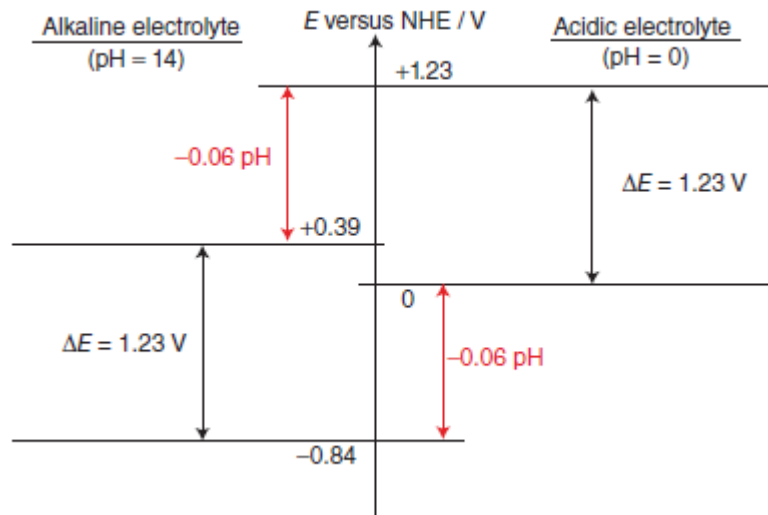


Por sua vez, em meios alcalinos as reações são as seguintes, respetivamente:



Para além do pH, a eletrólise depende de outros fatores como é o caso da temperatura e pressão (Jopek, 2015).

Na Figura 3.7 é possível verificar que para uma temperaturas de 298K e pressão 1 bar (gás ideal), a tensão necessária para dividir a molécula de água é a mesma tanto em meios alcalinos como em meios ácidos.



**Figura 3.7 - Potencial do eletrodo vs pH (Jopek, 2015)**

Contudo, existem diferentes tipos de eletrólise, a saber:

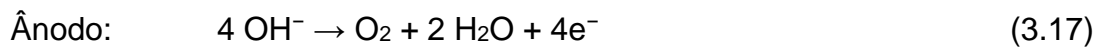
- Eletrólise em meio alcalino (AEL)
- Eletrólise em meio ácido (membrana de troca de prótons - PEM)
- Eletrólise de alta temperatura (HTEL ou SOEL)

### 3.3.1 Eletrolisadores Alcalinos (AEL)

Eletrolisadores alcalinos são uma tecnologia mais antiga e apresenta um baixo custo de capital. Esta é uma técnica bem desenvolvida que apresenta taxas significativas de produção de hidrogénio e uma vida útil de cerca de 30 anos. Esta técnica apresenta uma eficiência entre os 60 e 80% e operam a uma temperatura máxima de, aproximadamente, 80°C.

A solução aquosa utilizada nesta tecnologia é de Hidróxido de Potássio (KOH) ou, em menores percentagens, nomeadamente 25 a 30%, utiliza o Hidróxido de sódio (NaOH) (Silveira, 2017), (IEA, 2020), (Mamoon, 2015).

As reações presentes neste processo são definidas pela equação (3.17) no ânodo; equação (3.18) no cátodo e a reação completa é dada pela equação (3.19):



A Figura 3.8 apresenta o esquema de funcionamento de um eletrolisador alcalino.

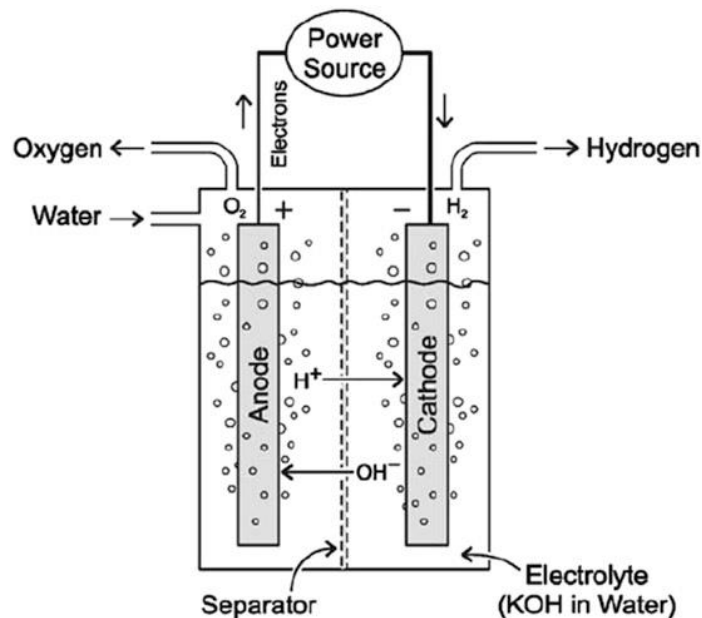


Figura 3.8 - Eletrolisador Alcalino (Koroneos, 2017)

### 3.3.2 Eletrolisador por membrana troca de protões (PEM)

A principal diferença entre o eletrolisador alcalino e o eletrolisador por membrana troca de protões é que, em vez da utilização de um eletrólito líquido é usado um polímero sólido ácido, designado por conjunto de eletrodo de membrana (MEA). Desta forma, a membrana funciona tanto como eletrólito como separador entre o ânodo e o cátodo. Esta técnica torna-se mais vantajosa que AEL devido ao facto de apresentar melhores valores em relação à pureza do hidrogénio, menor consumo de energia elétrica e maior condutividade de protões (Mamoon, 2015).

O conjunto eletrodo de membrana utilizado é de *Nafion* desenvolvida pelo Walther Grot de DuPont em meados da década de 1960. O polímero de Nafion (PFSA) é um polímero de fluorcarbonetos, de ligações fortes entre carbono e fluor, que é designado

por fluoropolímero. Este é constituído por politetrafluoretileno sulfonado (Figura 3.9). Esta membrana apresenta espessuras inferiores a 0,2 mm, são permeáveis e apresentam alta condutividade de protões (Gagliardi, 2020).

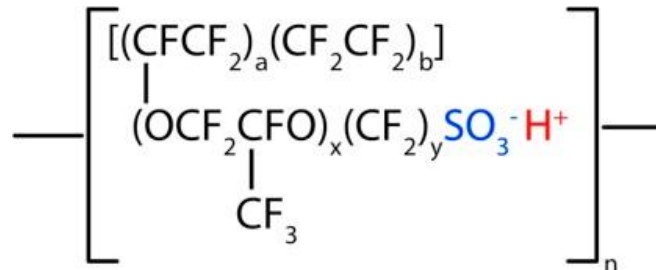
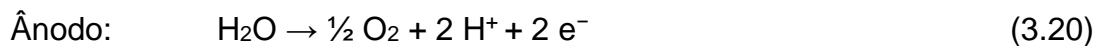


Figura 3.9 - Estrutura polímero de Nafion (Gagliardi, 2020)

A produção de hidrogénio ocorre após os eletrões passarem através da membrana para o cátodo, e é dada pela equação (3.21). Contudo, é no ânodo que se forma os protões, eletrões e o oxigénio através da oxidação da água, equação (3.20). A equação (3.22) descreve o processo completo (Silveira, 2017).



Na Figura 3.10 é apresentado o esquema de um eletrolisador PEM.

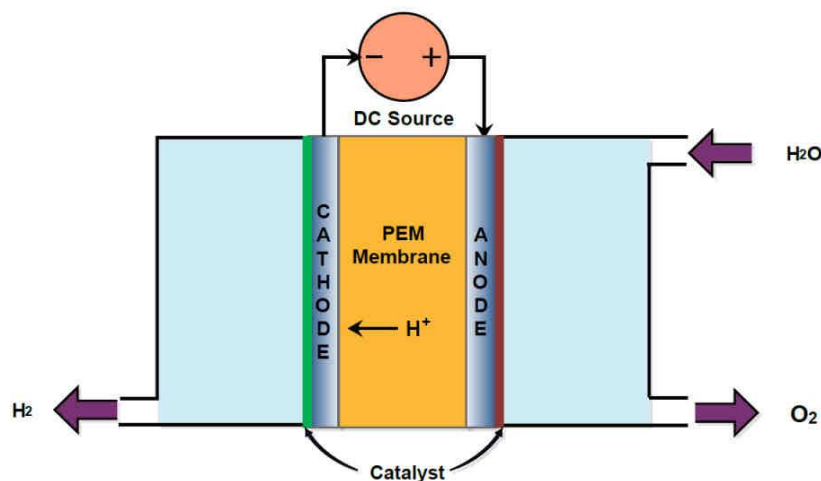


Figura 3.10 - Eletrolisador PEM (Mamoon, 2015)

Este tipo de eletrolisadores apresenta uma eficiência, que pode variar entre 60 e 80%, e pode produzir hidrogénio a uma temperaturas de 80°C e com uma pressão de 15 bar (Smolinka, 2017), (Ursua, 2017).

### 3.3.3 Eletrolisadores de alta temperatura (HTEL ou SOEL)

Eletrolisadores de óxido sólido (SOEL) trabalham com altas temperaturas podendo realizar a eletrólise a 1000°C, o que permite atingir maior eficiência que os dois processos descritos anteriormente. Este facto permite ainda reduzir até 25% o consumo de energia elétrica. Contudo, apresenta a desvantagem de ser necessário utilizar materiais resistentes e impermeáveis nas condições de elevadas temperaturas.

A produção de hidrogénio acontece no cátodo, quando introduzido vapor de água em altas temperaturas e no ânodo é formado o oxigénio (Figura 3.11).

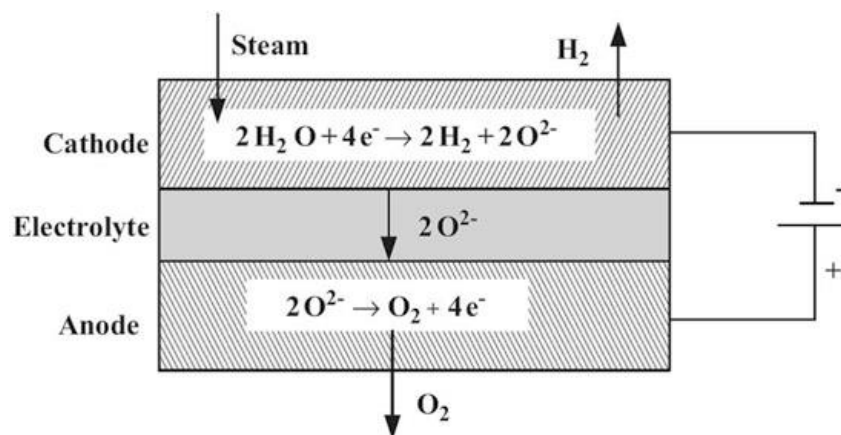


Figura 3.11 - Eletrólise de Alta Temperatura (Wang M. , 2017)

Em suma, as diferentes tecnologias diferem nas reações presentes no ânodo e no cátodo, onde ocorrem as reações de evolução de oxigénio (OER) e, as reações de evolução de hidrogénio (HER) respetivamente. Na Tabela 3.3 é apresentado uma síntese das diferentes tecnologias (Mamoon, 2015).

**Tabela 3.3 – Características dos diferentes eletrolisadores**

<b>Tecnologia</b>	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>HTEL</b>
OER	$2 \text{ OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{ O}_2 + \text{ H}_2\text{O} + 2\text{ e}^-$	$\text{ H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{ O}_2 + 2 \text{ H}^+ + 2 \text{ e}^-$	$\text{ O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} \text{ O}_2 + 2 \text{ e}^-$
HER	$\text{ H}_2\text{O} + 2\text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2 + 2 \text{ OH}^-$	$2 \text{ H}^+ + 2 \text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2$	$\text{ H}_2\text{O} + 2\text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2 + \text{ O}^{2-}$
Portador	$\text{ OH}^-$	$\text{ H}^+$	$\text{ O}^{2-}$
Temperatura (°C)	40-90 °C	20-100 °C	700-1000 °C

### 3.4 Eletrólise a partir de Energia Solar

O hidrogénio é uma fonte de energia secundária que pode ser produzido através da eletrólise da água usando energias renováveis. Neste contexto, a utilização de energias renováveis para fornecer energia elétrica ao eletrolisador, como por exemplo a energia solar, torna o hidrogénio um combustível viável no que diz respeito à questão ambiental. Assim sendo, todo o processo, desde a produção de energia elétrica até à produção de hidrogénio não são emitidos GEE, o que torna um processo limpo e muito atrativo.

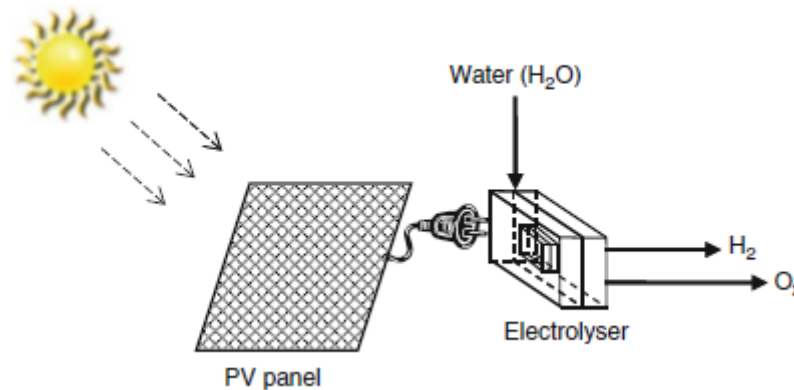
Em suma, a utilização de energias renováveis, nomeadamente a energia solar, para a produção de H<sub>2</sub> é um processo que tem vindo a ganhar ênfase no que diz respeito ao combate às alterações climáticas.

#### 3.4.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar pode ser aproveitada e utilizada de diferentes formas. Neste sentido, a produção de hidrogénio, utilizando esta fonte de energia, pode ser obtido através de quatro tecnologias diferentes (Gabriele Zini, 2012):

- Fotovoltaica;
- Energia térmica;
- Foto-eletrólise;
- Bio-fotólise.

O processo que vai ser abordado para a produção de hidrogénio é a eletrólise através de energia solar fotovoltaica. A Figura 3.12 apresenta o respetivo processo.



**Figura 3.12 - Eletrólise através de energia solar (Gabriele Zini, 2012)**

Um painel fotovoltaico é constituído por várias células fotovoltaicas. Os elementos semicondutores utilizados são de silício, e podem ser encontrados em diferentes formas (Silveira, 2017):

- Monocristalino
- Multicristalino
- Policristalino
- Amorfa

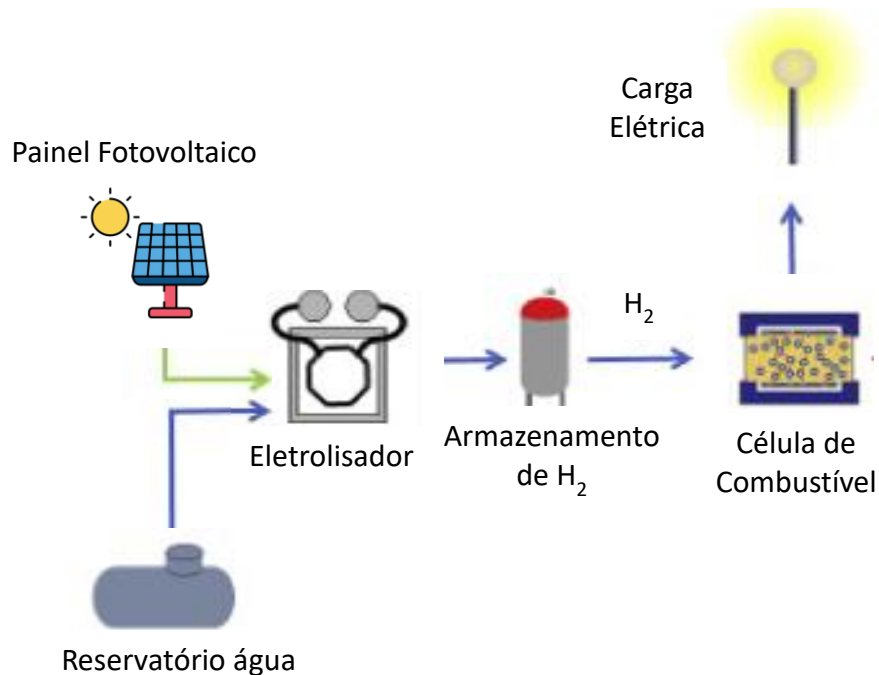
A utilização deste composto apresenta várias vantagens, pois é uma técnica extremamente bem consolidada e o silício é um elemento não tóxico e abundante na natureza.

Em condições padrão, com radiação solar de 1 kW/m<sup>2</sup> e temperatura de 25 °C, uma célula fotovoltaica produz cerca de 1 a 1,5 W a uma tensão de 0,6 V. Neste sentido, para se obter valores adequados de tensão e corrente, estas células são dispostas em série, num global de 30 a 36 células, formando um painel fotovoltaico (Roberts, 2017).

A eficiência desta tecnologia é dada pela quantidade de energia solar emitida na célula que posteriormente é convertida em energia elétrica. Contudo, esta tecnologia não apresenta uma eficiência muito apelativa. As células de silício que apresentam maior eficiência são as monocristalino com aproximadamente 24,4%, enquanto que as células de silício policristalino apresentam apenas 19,9% de eficiência (Luceño-Sánchez, 2019).

No entanto, o hidrogénio pode ser utilizado como combustível para diferentes setores. Uma solução é a utilização de hidrogénio para a produção de energia elétrica através de células de combustíveis.

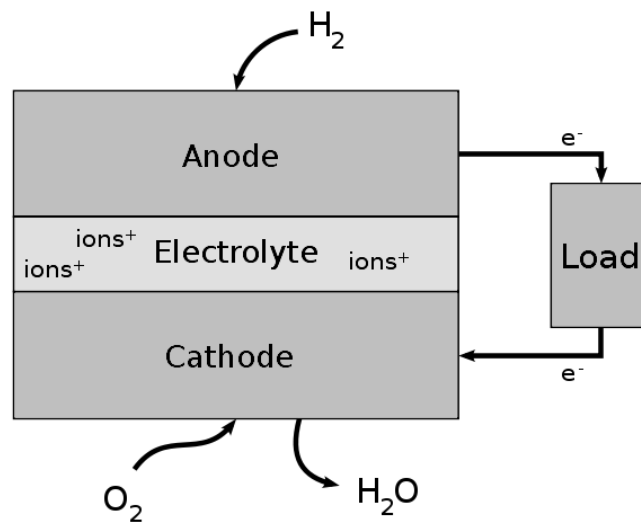
A Figura 3.13 representa um sistema fotovoltaico que fornece energia elétrica a um eletrolisador para produzir hidrogénio e, posteriormente, este ser utilizado em célula de combustível para gerar energia elétrica.



**Figura 3.13 – Produção de energia elétrica através de hidrogénio renovável. Adaptado (C. Marino, 2019)**

O sistema consiste, essencialmente, na produção de energia elétrica através da energia solar para a alimentação do eletrolisador, que tem como função a produção de hidrogénio. De seguida, é armazenado o hidrogénio para posteriormente ser utilizado na produção de energia elétrica, através de células de combustível.

A célula de combustível consiste num mecanismo eletroquímico que transforma a energia química em energia elétrica (Figura 3.14). De forma idêntica ao eletrolisador, a célula de combustível também contém dois eletrodos, o ânodo e o cátodo, separados por um eletrólito. Neste sistema, o hidrogénio é o combustível (C. Marino, 2019).



**Figura 3.14 – Esquema de uma célula de combustível (Gavrilyuk, 2013)**

O processo para a produção de energia elétrica tem início quando o H<sub>2</sub> entra na célula, originando a produção de iões e eletrões no ânodo, equação (3.23):



No cátodo é onde se dá a reação de redução, especificamente quando os eletrões reagem com os aniões do hidrogénio e oxigénio, formando água, equação (3.24):



As células de combustível produzem energia quando os reagentes são fornecidos aos eletrodos, onde ocorrem as reações químicas. Para atingir os valores de potência e tensão adequados é necessário a disposição de várias células em série.

Do sistema descrito, e, para além das células fotovoltaicas são necessários ainda inversores, baterias e um Controlador Lógico Programável, PLC, que controla e monitoriza todo o sistema, garantindo os parâmetros predefinidos. Em caso de alguma anomalia tem como função interromper o sistema emitindo alarmes de alerta (C. Marino, 2019).

No entanto, esta tecnologia pode apresentar alguns entraves económicos, pois o sistema fotovoltaico apresenta um custo elevado na geração de energia elétrica quando comparado com outras tecnologias e apresenta rendimentos mais baixos.

### 3.5 Eficiência dos processos Reforma a Vapor e Eletrólise

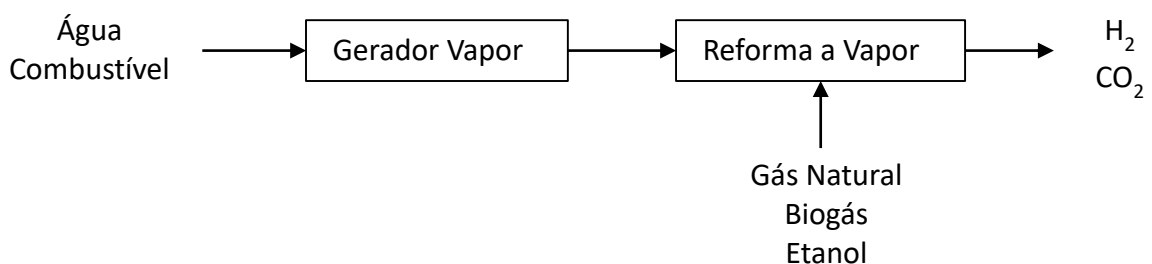
Uma das vantagens da eletrólise da água é que, quando a eletricidade é proveniente de energias renováveis o processo é totalmente limpo, ou seja, não é emitido dióxido de carbono ou outros gases poluentes. Contudo, esta tecnologia apresenta várias etapas, o que vai condicionar a eficiência do processo. Por outro lado, a reforma a vapor é um processo que apresenta uma elevada eficiência, mas emite grandes quantidades de GEE.

Neste sentido, vai ser apresentado uma comparação da eficiência do processo de reforma a vapor e eletrólise da água.

#### 3.5.1 Eficiência Reforma a Vapor

O cálculo da eficiência de processos a reforma de vapor é baseado na estequiometria das reações, ou seja, nas quantidades de reagentes e produtos da reação química. Contudo, os catalisadores usados nas diferentes reformas a vapor (álcoois, gás natural, biogás) apenas interferem na energia necessária para que ocorra a reação e não no equilíbrio da mesma (Silveira, 2017).

Sendo assim, o processo de reforma a vapor é representado na Figura 3.15, que consiste num gerador a vapor para fornecer vapor ao sistema e reatores. Do esquema observa-se que os produtos são o hidrogénio e dióxido de carbono e, os reagentes são os combustíveis usados para a produção de vapor e no processo de reforma a vapor.



**Figura 3.15 - Sistema de reforma a vapor**

A expressão que define o rendimento do processo é dada pela equação (3.25):

$$\eta_{\text{reforma}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \times \text{LHV}_{\text{H}_2}}{\dot{m}_{\text{C.C}} \times \text{LHV}_{\text{C.C}} + \dot{m}_{\text{C.R}} \times \text{LHV}_{\text{C.R}}} \quad (3.25)$$

Onde:

$\eta_{reforma}$  : eficiência do processo de reforma a vapor

$\dot{m}$  : fluxo de volume [kg/h]

$LHV$  : poder calorífico inferior [kJ/kg]

C.C: combustível para o gerador a vapor

C.R: combustível para a reforma a vapor

De seguida, é avaliado a eficiência da reforma a vapor usando etanol, gás natural e biogás como combustível. A Tabela 3.4 apresenta a eficiência das reações ocorridas no reator 1 e 2 e, posteriormente, no reator geral (reator 3) dos diferentes processos.

**Tabela 3.4 - Reações estequiométricas de reforma a vapor**

Tipo	Reação Estequiométrica	Eficiência (%)
Reação Etanol		
Reator 1	$C_2H_6O + H_2O \rightarrow 2CO + 4H_2$	97,62
Reator 2	$2CO + 2H_2O \rightarrow 2CO_2 + 2H_2$	93
Reator 3	$C_2H_6O + 3H_2O \rightarrow 2CO_2 + 6H_2$	90,78
Reação Gás Natural		
Reator 1	$0,9 CH_4 + 0,1 C_2H_6 + 1,1 H_2O \rightarrow 1,1 CO + 3,3 H_2$	85
Reator 2	$1,1 CO + 1,1 H_2O \rightarrow 1,1 CO_2 + 1,1 H_2$	93
Reator 3	$0,9 CH_4 + 0,1 C_2H_6 + 2,2 H_2O \rightarrow 1,1 CO_2 + 4,3 H_2$	79,05
Reação Biogás		
Reator 1	$CH_4 + 0,669 H_2O + 0,331 CO_2 \rightarrow 1,331 C + 2,669 H_2$	80
Reator 2	$1,331 CO + 1,331 H_2O \rightarrow 1,331 CO_2 + 1,331 H_2$	93
Reator 3	$CH_4 + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 4H_2$	74,4

Analogamente, a Tabela 3.5 apresenta os valores LHV dos reagentes e produtos e o volume utilizado dos diferentes compostos da equação. Contudo, a taxa do volume do reagente para a formação de vapor é dado pela equação (3.26):

$$\eta_{\text{gerador}} = \frac{\dot{m}_{\text{vapor}} \times \Delta h_{\text{vapor}}}{\dot{m}_{\text{C.C}} \times \text{LHV}_{\text{C.C}}} \quad (3.26)$$

Em que:

$\eta_{\text{gerador}}$  : eficiência do gerador a vapor

$\Delta h_{\text{vapor}}$ : variação da entalpia do vapor

**Tabela 3.5 – Poder calorífico inferior e taxa do volume dos componentes das diferentes reformas a vapor**

Composto	LHV [kJ/kg]	$\dot{m}$ [kg/h]
Reação Etanol		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O	28 300	0,3795
Bagaço	7 320	0,5409 <sup>1</sup>
H <sub>2</sub>	119 950	0,0899
Reação Gás Natural		
CH <sub>4</sub> (90%)	49 934, 28	0,1904
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (10%)	47 443	0,0396
Gás Natural	49 685,15	0,2300
H <sub>2</sub>	119 950	0,0899
Reação Biogás		
CH <sub>4</sub>	49 934,28	0,2416
CO <sub>2</sub>	0	0,2417
Biogás	33 406	0,4723
H <sub>2</sub>	119 950	0,0899

<sup>1</sup> calculado através da equação eficiência no gerador

Por fim, é possível concluir que destes processos o que apresenta maior eficiência é a reforma a vapor do etanol com 73,36%, de seguida é a reforma a vapor do gás natural com 71,78%, e por fim, a reforma a vapor de biogás com 68% (Silveira, 2017).

### 3.5.2 Eficiência da Eletrólise através de Energia Solar

O cálculo da eficiência de produção de hidrogénio a através da eletrólise usando energia solar é dada pela equação (3.27). Nesta equação é tido em conta a eficiência do eletrolisador e a eficiência do processo da fonte de energia renovável, neste caso, energia solar.

$$\eta_{\text{produção Hidrogénio}} = \eta_{\text{eletrolisador}} * \eta_{\text{Energia Solar}} \quad (3.27)$$

A eficiência do eletrolisador pode variar conforme o seu fabricante. Neste caso, foi considerado um eletrolisador Nitidor, cujas as especificações são apresentadas na Tabela 3.6, e apresenta uma eficiência de 84,4% segundo a equação (3.28) (Silveira, 2017):

$$\eta_{\text{eletrolisador}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \times \text{PCI}_{\text{H}_2}}{E_{\text{Cons}}} \quad (3.28)$$

Onde  $E_{\text{Cons}}$  representa o consumo do eletrolisador,  $\dot{m}_{\text{H}_2}$  o fluxo de volume e  $\text{PCI}_{\text{H}_2}$  o poder calorífico inferior.

**Tabela 3.6 - Propriedade do eletrolisador Nitidor (Silveira, 2017)**

Capacidade de produção de hidrogénio	1 Nm <sup>3</sup> /h
Capacidade nominal	1,1 Nm <sup>3</sup> /h
Consumo teórico de eletricidade	3,55 kW
Consumo de água destilada	1 L/h

Considerando a eficiência das células de silício monocristalino (24,4 %) e, aplicando a fórmula para o cálculo da eficiência de todo o processo, a produção de hidrogénio a partir de energia solar fotovoltaica é de cerca de 20,6%

Comparando com os processos anteriores, esta tecnologia é a que apresenta uma menor eficiência, contudo, não deixa de ser uma melhor opção visto que não emite GEE para atmosfera.

### 3.6 Introdução do Hidrogénio em Portugal

A introdução do hidrogénio em Portugal vem contribuir para um futuro mais sustentável. Conforme o PNEC, uma das metas mais ambiciosas tem como objetivo que 47% da energia elétrica seja produzida a partir de fontes de energia renováveis até 2030. Outra meta consiste na redução de 45 a 55% dos GEE. Para atingir estes objetivos iria ser necessário apenas a utilização de energia renovável. Isto é, para qualquer setor de atividade, a fonte de energia a utilizar teria de ser de origem renovável. Contudo, existem setores de atividade mais específicos onde não é possível chegar a este tipo de energia. É o caso dos transportes aéreos, da navegação, de indústria pesada entre outros. Neste cenário, a utilização apenas de energias renováveis como fonte de energia não iria ser suficiente.

Uma solução passa pela utilização de hidrogénio como fonte de energia. Este ao ser produzido através de energias renováveis torna-se uma solução viável e limpa (EDP, 2021f).

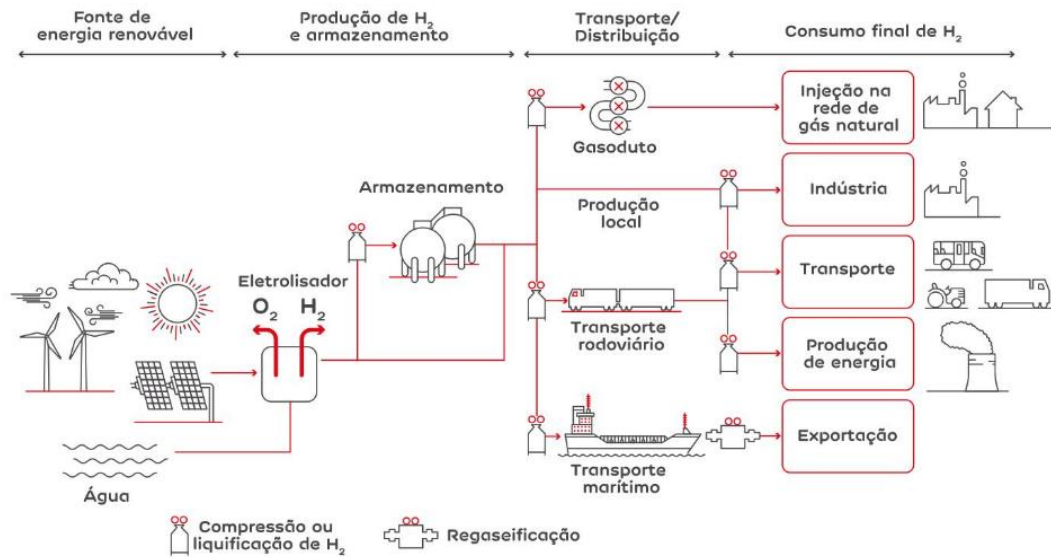
Contudo, o hidrogénio apresenta, também algumas complicações, nomeadamente no que diz respeito ao armazenamento e transporte, pois são necessárias condições de pressão e temperatura muito particulares. Todavia, este combustível tem despertado um grande interesse dos investigadores e, apresenta-se como uma solução ecologicamente viável, visto que ajuda a combater a crise climática (EDP, 2021f).

A nível nacional, já existem vários projetos que têm como objetivo a utilização de hidrogénio. Um projeto consiste na utilização de hidrogénio para a produção de energia elétrica, utilizando células de combustível. Desta forma é possível produzir energia elétrica em sítios remotos ou, também pode ser utilizado para a instalação de unidades de *backup* de energia. Outra forma de utilizar o hidrogénio é injetar na rede de gás natural e, desta forma, observar-se os efeitos práticos da presença de H<sub>2</sub> na rede. No setor dos transportes também existe em estudo a conceção, desenvolvimento e implementação de estações de reabastecimento de hidrogénio para viaturas ligeiras e para navios de cruzeiro a operarem no Rio Douro (EN-H2, 2020).

O grande objetivo, em Portugal, é produzir hidrogénio a partir de energias renováveis, nomeadamente, a energia solar. O projeto está em desenvolvimento e apresenta quatro etapas distintas. A primeira consiste na produção de energia elétrica através da energia renovável. De seguida, é implementado um eletrolisador para a produção

de hidrogénio. Todo o processo tem como grande vantagem a não emissão de GEE para atmosfera. Após a produção de hidrogénio é necessário o seu armazenamento para posteriormente ser transportado e distribuído aos consumidores finais.

A Figura 3.16 ilustra as diferentes etapas da produção de hidrogénio até à sua utilização final.



**Figura 3.16 – Produção, armazenamento, transporte, distribuição e consumo final de hidrogénio (EDP, 2021f)**

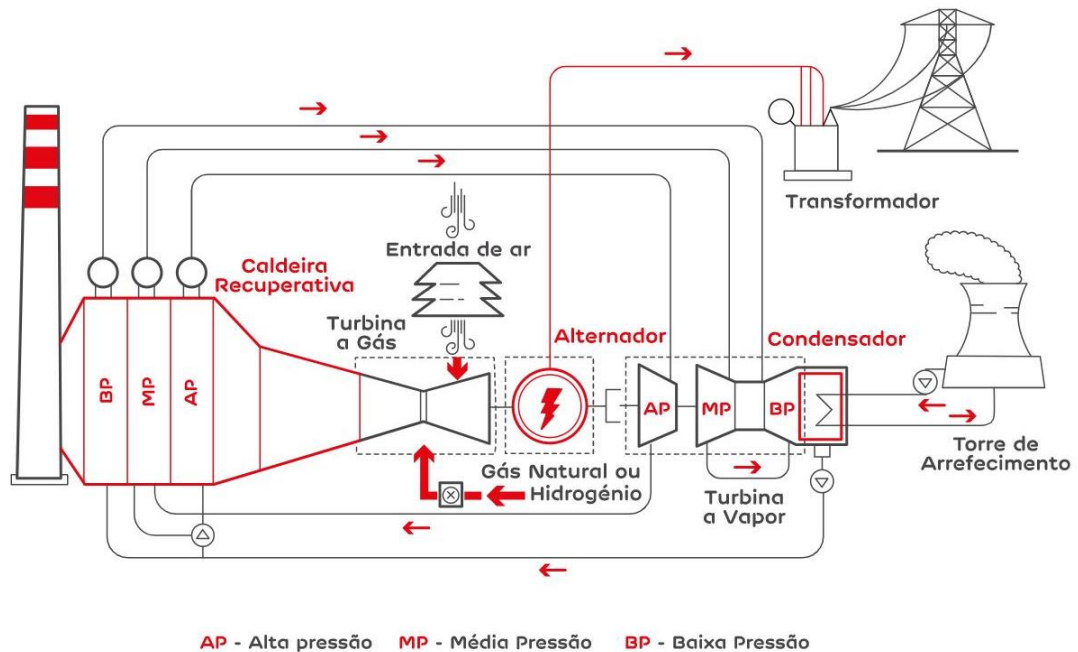
### 3.6.1 Projeto Central Ribatejo

O grupo EDP está a implementar a produção de hidrogénio na central Ribatejo através da eletrólise da água. Está previsto que o projeto entre em funcionamento em 2022 (EDP, 2021g).

Este projeto será inicialmente implementado na central de Ribatejo devido ao facto de ser uma central a gás natural e por isso, já possuir estruturas para a distribuição de hidrogénio na rede de gás natural, através de gasodutos. Para além disso, esta central já possui infraestruturas adequadas para a implementação do projeto, sendo necessário apenas a instalação de um eletrolisador.

O eletrolisador que vai ser utilizado é do tipo PEM (membrana de protões), com capacidade de 1 MW. O hidrogénio proveniente da eletrólise da água vai ser utilizado para a produção de energia elétrica através de células de combustível ou para combustão direta, originando calor nas caldeiras, alimentando o processo para a produção de energia elétrica.

A Figura 3.17 ilustra a implementação do hidrogénio na central do Ribatejo. O gás natural e o hidrogénio, após a combustão originam potência mecânica que vai mover as turbinas a gás e a vapor produzindo energia elétrica (EDP, 2021g).



**Figura 3.17 - Utilização de hidrogénio na central de Ribatejo**

O armazenamento do hidrogénio será comprimido e espera-se obter 12 MWh de capacidade de armazenamento. Este projeto tem como principais objetivos aumentar a eficiência da turbina CCGT e reduzir as emissões de gases de efeito estufa, testar o armazenamento de hidrogénio, analisar os benefícios em termos de redução de desgaste, diminuição dos arranques e paragens da turbina a vapor (EN-H2, 2020).

No entanto, o hidrogénio produzido não será hidrogénio verde devido ao facto de ser utilizado combustíveis fósseis para produzir a energia elétrica necessária ao eletrolisador. O objetivo futuro passa pela central de Sines produzir hidrogénio verde através da utilização da energia solar.

### 3.6.2 Projeto Central Sines

O encerramento da central de Sines tem como principal objetivo a adaptação para uma central a produzir hidrogénio verde (EDP, 2021h).

O projeto é designado como H<sub>2</sub>Sines e pretende contribuir significativamente para a descarbonização e a sustentabilidade, tornando-se uma tecnologia competitiva e renovável.

Este projeto consiste na vinculação do uso de energias renováveis com a Estratégia Nacional para o hidrogénio, apresentando grande potencial para uma matriz energética sustentável.

A implementação deste projeto consiste em utilizar energias renováveis para a produção de hidrogénio. Contudo, o projeto pretende assegurar todas as fases que envolvem a utilização do hidrogénio, desde a produção, o armazenamento, o transporte, a distribuição, a comercialização e exportação.

Neste contexto, o hidrogénio será utilizado no setor dos transportes e indústria, na injeção na rede de gás natural e ainda, ser exportado.

De uma forma ambiciosa, mas mantendo um equilíbrio financeiro, pretende-se uma evolução progressiva do projeto, otimizando a produção em função do consumo tendo em conta a evolução dos custos das diferentes tecnologias utilizadas. Assim, o projeto inicial conta com 10MW de capacidade do eletrolisador, e prevê-se que evolua para 1GW, na década corrente (EDP, 2021h).



## Capítulo 4 - Armazenamento e Transporte de Hidrogénio

O armazenamento e transporte de hidrogénio é um assunto mais delicado devido as características do composto. Nomeadamente, baixa densidade de energia por volume. No entanto, apresenta uma elevada densidade de energia por massa, o que implicaria recipientes de maiores dimensões quando comparado com combustíveis fósseis.

Na Figura 4.1 observa-se que o hidrogénio é o composto que apresenta um valor mais elevado de densidade de energia por massa (MJ/kg), e uma baixa densidade de energia por volume (MJ/L).

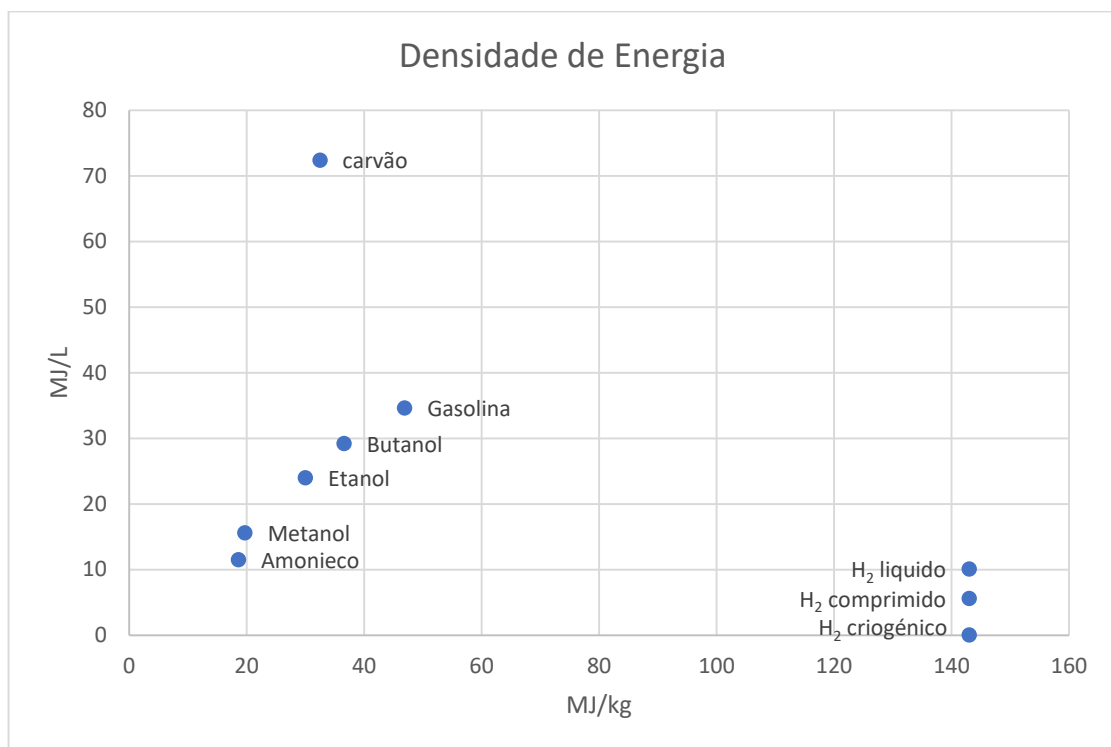


Figura 4.1 - Densidade de energias de vários compostos. Adaptado de (Wikipedia, 2021a)

Neste contexto, o armazenamento de H<sub>2</sub> implica um dos seguintes pontos (Moradi, 2019)

- Pressão elevada;
- Baixa temperatura;
- Substância que contenha moléculas de H<sub>2</sub>.

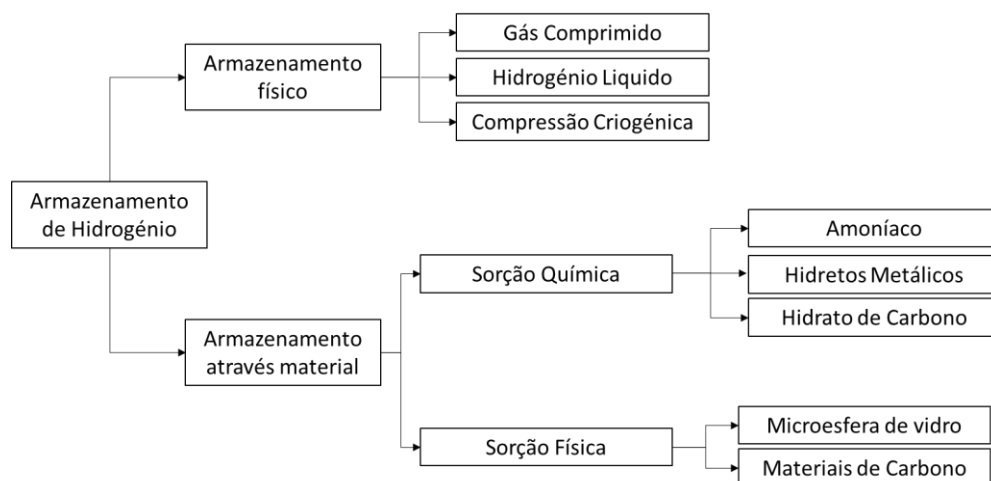
O armazenamento de hidrogénio pode ser dividido em dois métodos diferentes, ou seja, armazenamento físico ou através de sorção de material (Figura 4.2).

O armazenamento físico diz respeito ao armazenamento de hidrogénio no estado gasoso ou líquido. Do armazenamento físico tem-se:

- Gás comprimido;
- Hidrogénio líquido;
- Compressão criogénica.

Por outro lado, obtém-se o armazenamento baseado em sorção de materiais, que pode ser sorção química e sorção física (Moradi, 2019).

A sorção química é o armazenamento de hidrogénio através de outro composto, como por exemplo o amoníaco, e através de reações químicas é possível produzir  $H_2$ . A sorção física é análoga a sorção química, sendo que a diferença é que não é desencadeado reações químicas para obter  $H_2$ .



**Figura 4.2 - Processos de armazenamento de hidrogénio (Moradi, 2019)**

Neste sentido, o hidrogénio pode ser armazenado no estado líquido ou gasoso. As técnicas conhecidas para o armazenamento são a compressão e resfriamento ou liquefação, e ainda sorção (método associado a outros materiais) (Patrick Preuster, 2017).

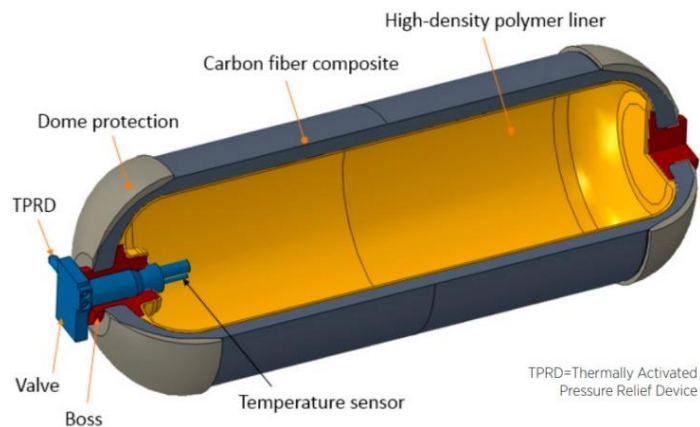
Liquefação refere-se à passagem de um composto gasoso para o estado líquido, e pode ocorrer através de compressão em condições de temperatura específicas de cada composto (Infopedia, 2021).

Sendo assim, para o armazenamento de  $H_2$  é necessário um sistema de compressão para obter as condições de pressão desejadas e um sistema de criogenia, garantindo as baixas temperaturas para a liquefação (Patrick Preuster, 2017).

## 4.1 Hidrogénio comprimido

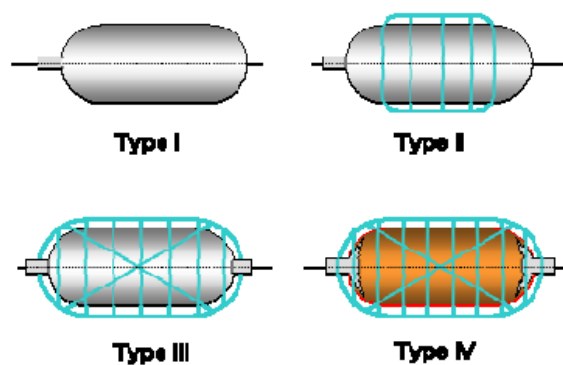
O hidrogénio comprimido é armazenado em grandes recipientes no estado gasoso. Devido as suas densidades de energia (volúmica e mássica), é necessário elevadas pressões para armazenar quantidades reduzidas de hidrogénio quando comparado com o volume do recipiente. As pressões podem variar entre 350 a 700 bar (Gavrilyuk, 2013), (Rivard, 2019), (Moradi, 2019).

O modelo de um recipiente que armazena hidrogénio comprimido é ilustrados na Figura 4.3.



**Figura 4.3 - Reservatório de hidrogénio Tipo IV (Rivard, 2019)**

Estes recipientes variam na sua composição e revestimento (Figura 4.4), na pressão e no seu custo, sendo que o reservatório mais económico é do Tipo I e o mais dispendioso é do Tipo IV.



**Figura 4.4 - Ilustração do revestimento dos diferentes reservatórios de hidrogénio comprimido. Adaptado de (Barthélémy, 2012), (Barthélémy, 2016)**

Na Tabela 4.1 são apresentadas as características dos diferentes tipos de recipientes para o armazenamento de hidrogénio comprimido.

**Tabela 4.1 - Tipo de vasos para armazenamento H<sub>2</sub> comprimido. Adaptado de (Rivard, 2019), (Moradi, 2019)**

<b>Tipo</b>	<b>Material</b>	<b>Pressão (bar)</b>	<b>Densidade gravimétrica (% em peso)</b>
I	Metal	300	1,7
II	Metal com revestimento de compósito	200	2,1
III	Forro de metal e revestimento do composto completo	700	4,2
IV	Construção totalmente composta e revestimento de polímero	700	5,7

Da análise da Tabela 4.1 é importante conhecer algumas características dos materiais utilizados, assim (Barthélémy, 2016):

- Os metais utilizados são o alumínio ou aço;
- Revestimento de polímero é essencialmente à base de polietileno ou poliamida;
- Revestimento de Compósito consiste em fibras de vidro, aramida ou de carbono revestidas por resina epóxi. As fibras de carbono são mais utilizadas pois suportam pressões elevadas, 350 bar.

Atualmente, já existe um reservatório do Tipo V, totalmente composto e sem revestimento. Foi desenvolvido em 2010 por *Composites Technology Development Inc*, no entanto, não é uma tecnologia muito conhecida (Moradi, 2019).

## 4.2 Hidrogénio líquido

O armazenamento de hidrogénio líquido (LH<sub>2</sub>), após a liquefação, precisa de temperaturas extremamente baixas, nomeadamente, -253°C (20,15K). Este processo requer grandes quantidades de energia, sendo que 40% de energia pode ser perdida

na liquefação, enquanto apenas 10% de energia é perdida no processo de hidrogénio comprimido (Gavrilyuk, 2013), (Rivard, 2019), (Moradi, 2019).

No entanto, a vantagem do hidrogénio líquido é que devido a sua densidade é possível armazenar quantidades maiores LH<sub>2</sub> mas não é um método eficaz se for por grandes períodos de tempo devido as perdas do produto por evaporação (Barthélémy, 2016).

Na Figura 4.5 são apresentadas duas formas de transportar hidrogénio líquido, por via marítima ou via terrestre.



**Figura 4.5 - Transporte de hidrogénio liquefeito - via marítima e terrestre (Kawasaki, 2021)**

### 4.3 Compressão criogénica do hidrogénio

Compressão criogénica de hidrogénio resume-se nas duas tecnologias mencionadas anteriormente. Este tipo de armazenamento foi concebido para evitar perdas de hidrogénio líquido por evaporação e admitindo uma densidade de energia elevada (Rivard, 2019), (Moradi, 2019).

Neste sentido, o reservatório para armazenar o hidrogénio criogénico comprimido permite temperaturas muito baixas (que pode chegar aos 20K) e altas pressões (300 bar). Na compressão criogénica o hidrogénio gasoso será comprimido a temperaturas de 38K (Barthélémy, 2016).

A Figura 4.6 compara graficamente os diferentes armazenamentos físicos do hidrogénio.

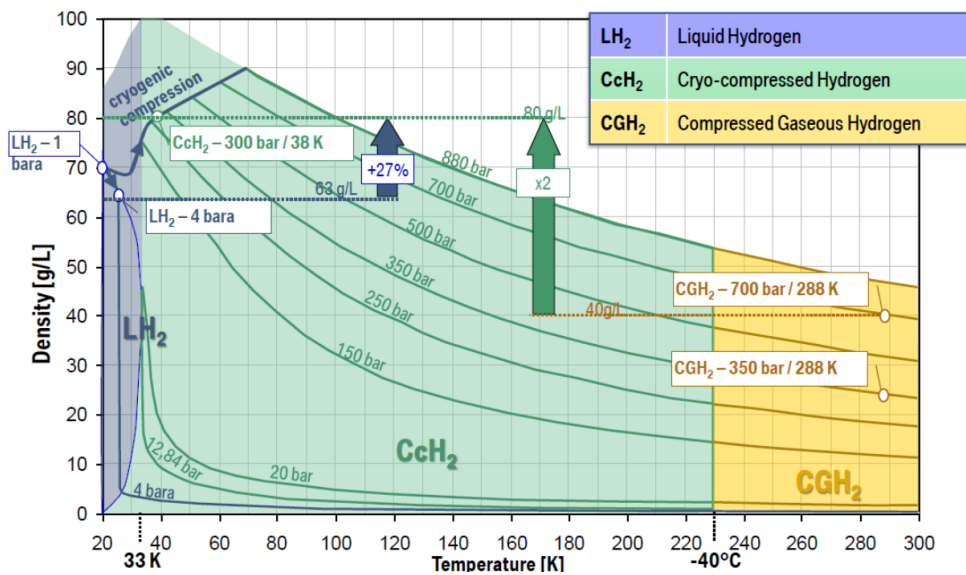


Figura 4.6 - Diferentes tecnologias de armazenamento de hidrogénio (Barthélémy, 2016)

Sendo assim, o hidrogénio líquido é armazenado a temperaturas extremamente baixas enquanto que o hidrogénio comprimido opera em temperaturas maiores que 40°C negativos, mas possui valores de densidade mais baixos.

#### 4.4 Sorção de hidrogénio

O armazenamento de hidrogénio através de sorção pode ser a nível químico ou físico. Entende-se por sorção o fenómeno de incorporação de um determinado gás ou líquido num material de estado diferente, aderindo à superfície da molécula. Este método refere-se à absorção e adsorção ocorrendo em simultâneo. A absorção diz respeito à incorporação de uma substância em outra de estado diferente e a adsorção é adesão de um composto numa superfície.

Na Tabela 4.2 observa-se a capacidade de armazenamento por sorção de hidrogénio em relação a diferentes materiais.

**Tabela 4.2 - Método de Sorção químico e físico para armazenamento de hidrogénio (Moradi, 2019)**

<b>Método sorção</b>	<b>Material</b>	<b>Capacidade de armazenamento</b>
Químico	Amoníaco	19,4 %Wt
	Hidretos metálicos	12,6 %Wt
	Hidrato de Carbono	14,4 %Wt
Físico	Microesfera de vidro	14 %Wt
	Materiais de Carbono	8 %Wt

Conclui-se que, a sorção química de amoníaco é a que apresenta maior percentagem de massa de hidrogénio, sendo por isso o mais vantajoso.



## Capítulo 5 - Análise do custo de produção de Hidrogénio

Os custos associados à produção de hidrogénio, através da eletrólise, são ainda um entrave à tecnologia. No entanto, é importante referir que os custos variam consoante o país, por exemplo taxas e impostos e, dependem da tecnologia utilizada para a produção de hidrogénio, neste caso, o eletrolisador. Para além destes fatores, é preciso ter em atenção os custos operacionais e de capital. Dentro destes, o que mais influencia o custo de produção de hidrogénio são os custos dos eletrolisadores, o seu fator de carga e, os custos associados à energia elétrica, visto que é um recurso imprescindível para o processo. Neste sentido, pode-se obter diversos custos apenas variando a fonte de energia elétrica, por exemplo, se é de origem renovável ou não renovável. No caso de energia elétrica proveniente de sistemas fotovoltaicos, esta varia em função do sistema em que se encontra instalado e que pode incluir: sistemas residenciais, comerciais ou em sistemas industriais (*utility-scale*). A Tabela 5.1 apresenta os intervalos de potência dos diferentes sistemas de energia solar fotovoltaica (NREL, 2021).

**Tabela 5.1 - Diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos**

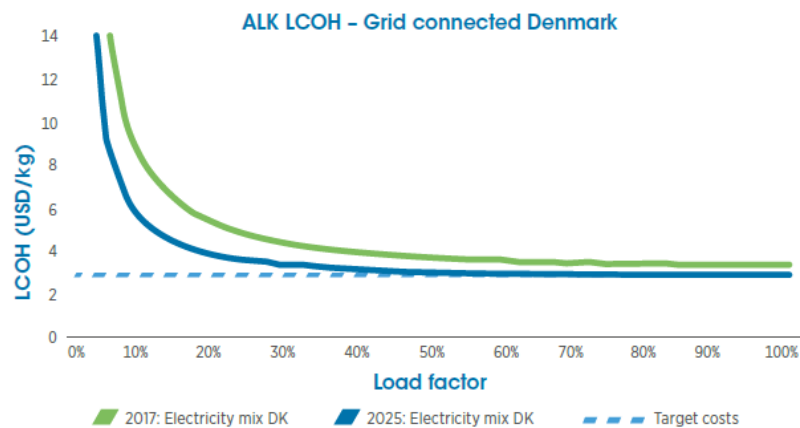
<b>Sistema Fotovoltaico</b>	<b>Potência</b>
Residencial	3 kW – 11 kW
Comercial	100 kW – 2 MW
Industriais ( <i>utility-scale</i> )	5 MW – 100 MW

Nos pontos seguintes são apresentados diferentes estudos com o objetivo de analisar o custo de produção do hidrogénio. Ou seja, foi estudada a influência do fator de carga do eletrolisador no custo de produção de hidrogénio, o custo do sistema fotovoltaico para a produção de energia elétrica e, por fim, o impacto do custo da energia elétrica no custo de produção de hidrogénio. Neste processo foi utilizada uma ferramenta desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) que consiste num modelo de produção de análise de hidrogénio (H<sub>2</sub>A) através da eletrólise da água. Esta ferramenta simula os diferentes custos associados à produção de hidrogénio e permite analisar o seu comportamento.

## 5.1 Custo Eletrolisador

Como foi referido anteriormente, o custo de produção de hidrogénio depende de diversos fatores, entre eles o custo do eletrolisador e o fator de carga (IRENA, 2019).

Um estudo realizado pela IRENA na Dinamarca, indica que o fator de carga do eletrolisador tende a estabilizar o custo de produção de H<sub>2</sub> quando este assume valores a partir de 50%. Sendo que, quanto mais baixo for o fator de carga mais elevado será o custo nivelado do hidrogénio, LCOH. Por sua vez, para valores a partir de 50% o LCOH tende a estabilizar (Figura 5.1) (IRENA, 2019).



**Figura 5.1 - Fator de carga de eletrolisadores vs o custo LCOH**

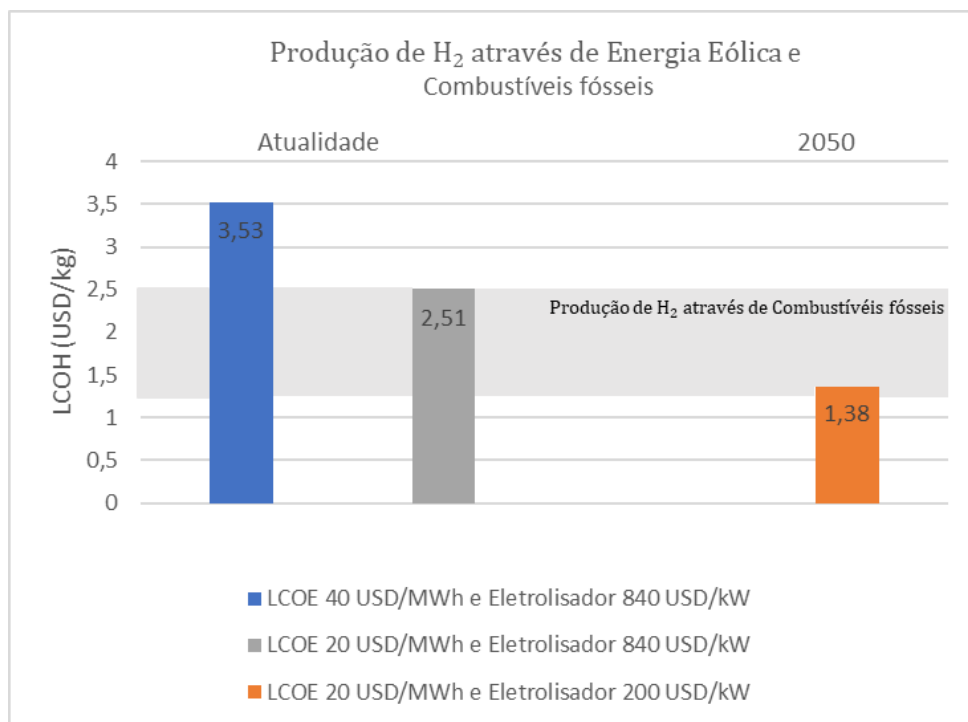
Neste sentido, o custo do eletrolisador e o seu fator de carga contribuem para o custo de produção do hidrogénio. No entanto, com a evolução desta tecnologia é de esperar que os preços dos eletrolisadores tendem a diminuir.

Para ser uma tecnologia competitiva o preço de produção de hidrogénio devia ser 2,5 \$/kg H<sub>2</sub> (equivalente a aproximadamente 2,15 €/kg). Contudo, estes valores vão depender, para além do eletrolisador, da fonte de energia elétrica utilizada para o processo.

A título de exemplo, a Figura 5.2 mostra uma comparação do custo de produção de hidrogénio na atualidade com uma estimativa para 2050. O eletrolisador considerado no estudo é do tipo alcalino, com fator de carga de 48%, e um custo de 840 \$/kW atualmente. Para 2050, foi estimado um custo do eletrolisador de 200 \$/kW. A origem da energia elétrica é proveniente de energia eólica variando de um custo de LCOE de 40 \$/MWh (baixo custo) ou 20 \$/MWh (muito baixo custo). Para 2050 estima-se que o custo de LCOE seja de 20 \$/MWh. Desta forma, analisando apenas os valores na atualidade, verifica-se que utilizando o mesmo eletrolisador e variando o custo de

produção de eletricidade, o custo de produção de hidrogénio, LCOH, varia de 3,53 \$/kg H<sub>2</sub> para 2,51 \$/kg H<sub>2</sub>.

Em 2050, utilizando um eletrolisador mais competitivo o LCOH baixa até 1,13 \$/kg H<sub>2</sub> (considerando a utilização da energia eólica de muito baixo custo) (IRENA, 2019). Por outro lado, estima-se que o custo de produção de hidrogénio através de combustíveis fósseis varia entre valores 1,25 a 2,25 \$/kg H<sub>2</sub>, sem apresentar reduções significativas para o futuro próximo. Posto isto, prevê-se que para 2050, a produção de hidrogénio através de energia eólica seja mais competitiva que a utilização de combustíveis fósseis.



**Figura 5.2 - Custo do hidrogénio de um eletrolisador alcalino através de energia eólica numa perspetiva em 2050**

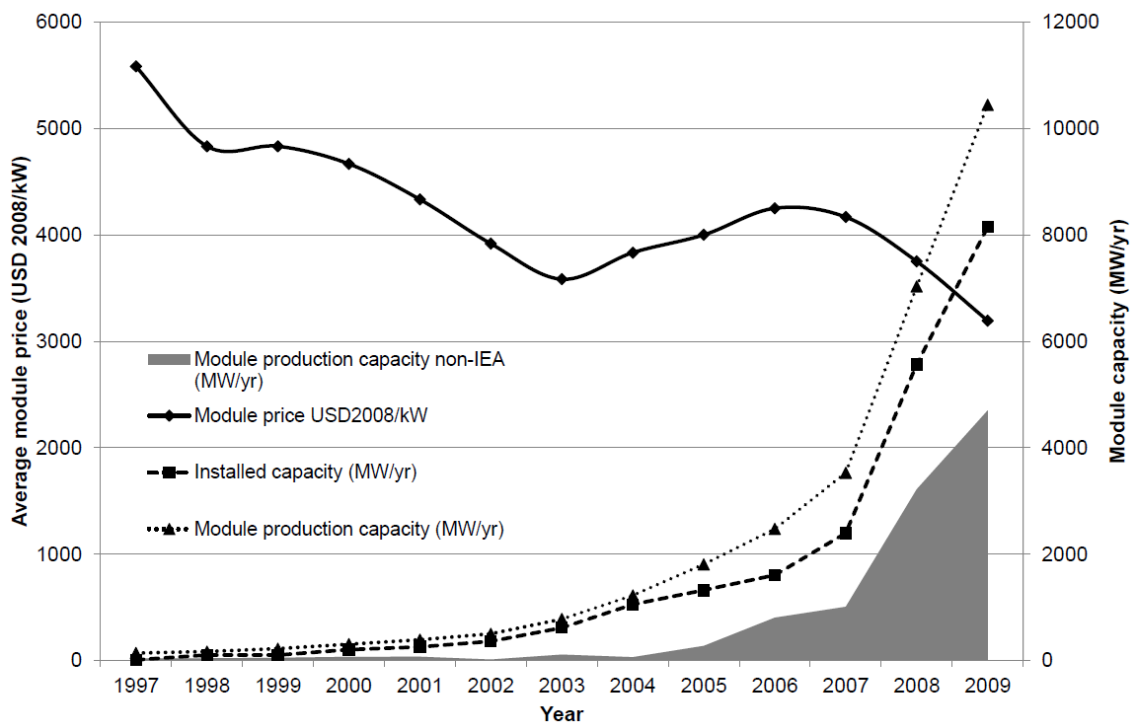
## 5.2 Custo de um sistema fotovoltaico

A energia elétrica é um fator chave para se obter o melhor custo de produção de hidrogénio consequentemente, as tecnologias de produção de energia elétrica também possuem um papel importante. Neste sentido, é importante perceber a influencia destas tecnologias no custo de produção de hidrogénio.

Considerando um sistema fotovoltaico para gerar energia elétrica observa-se que existem vários fatores que condicionam o custo da energia elétrica, nomeadamente as células fotovoltaicas.

As células fotovoltaicas, também designadas por módulos fotovoltaicos, de silício monocristalino e policristalino são as mais utilizadas em sistemas PV, estas células têm apresentado uma maior eficiência. No entanto, tem-se observado que o seu custo tem vindo a diminuir. Uma das causas para esta redução deve-se ao facto de países não pertencentes IEA, como por exemplo a China, terem aumentado a sua capacidade de fabrico de módulos fotovoltaicos, originando assim uma redução de preços e, em consequência um aumento da competitividade deste sistema.

A Figura 5.3 mostra o comportamento do preço dos módulos fotovoltaicos e a capacidade instalada com o crescimento da produção destes módulos em países não pertencentes a IEA (CSIRO, 2016).

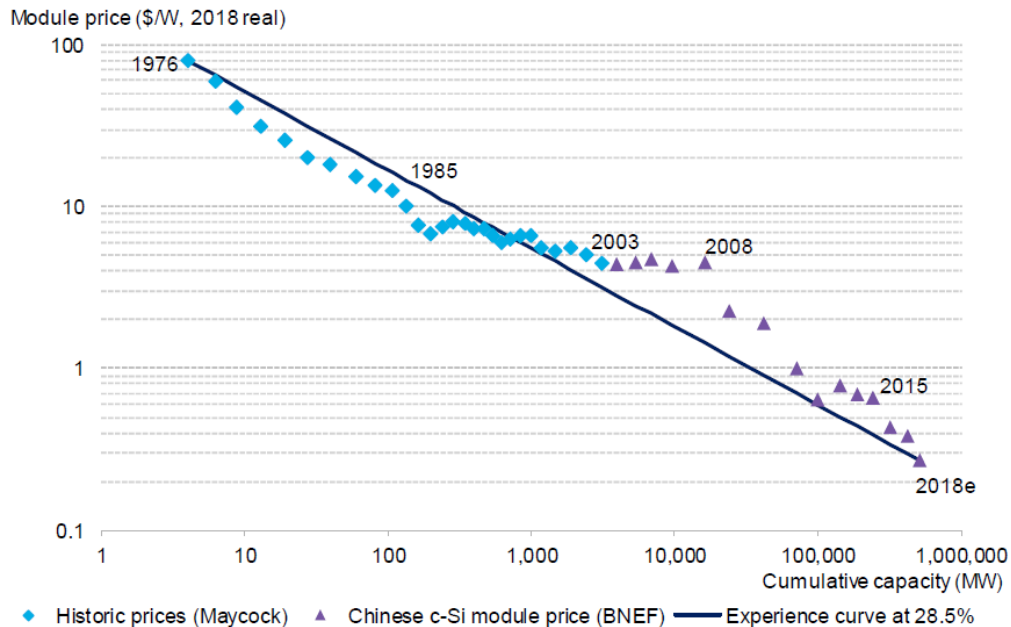


**Figura 5.3 - Preço de módulo fotovoltaico e capacidade de geração – média global e dos países não pertencentes IEA**

Em suma, verifica-se que na primeira década de 2000 a capacidade instalada de módulos fotovoltaicos aumentou cerca de 16 vezes, e o preço baixou consideravelmente.

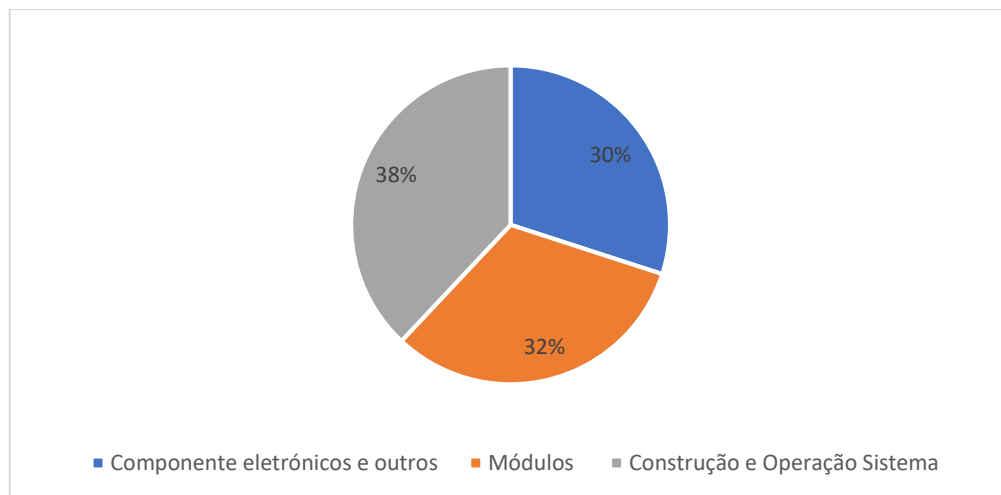
Neste sentido, com o aumento da capacidade instalada e da competitividade de mercado, os preços dos módulos fotovoltaicos têm vindo a diminuir drasticamente. A Figura 5.4 apresenta um gráfico onde é possível observar o comportamento do preço dos módulos de silício cristalino desde a década de 1970. Verifica-se uma diminuição do custo dos módulos de cerca de 99,6%, mais concretamente, em 1976 o custo dos

módulos atingiu valores muito elevados, cerca de 79,3 \$/Wp, enquanto que atualmente este valor diminuiu para cerca de 0,3 \$/Wp (Wang X. , 2019).



**Figura 5.4 - Evolução do preço dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino**

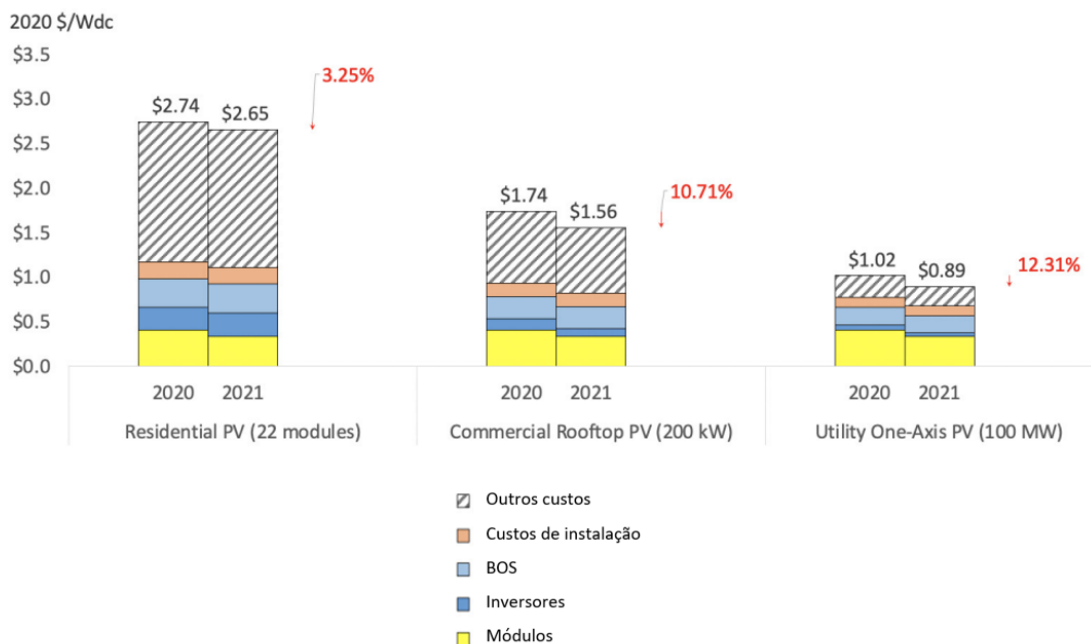
Contudo, para além dos módulos representarem uma parte significativa nos custos totais de um projeto fotovoltaico, existem outros pontos com elevada importância. A Figura 5.5 mostra a distribuição de custos de um projeto fotovoltaico de um sistema industrial. Neste sentido, podemos dividir o projeto em três partes distintas. Uma parte diz respeito aos módulos fotovoltaicos e apresenta cerca de 32% do custo do projeto. Outra parte engloba os custos de componentes eletrónicos entre outros e, representa 30%. Por fim, a parte mais significativa, com cerca de 38%, diz respeito aos gastos associados à estrutura, construção, terrenos, entre outros aspetos relacionados com a construção e operação do sistema (Wang X. , 2019).



**Figura 5.5 – Custos de um projeto fotovoltaico de sistemas industriais (2018)**

A Figura 5.6 apresenta os custos associados ao sistema solar fotovoltaico no primeiro trimestre de 2020 e 2021, em  $\$/W_{DC}$  que significa o custo da capacidade nominal instalada antes da conversão em AC, por outras palavras, potência de pico, Wp (NREL, 2021).

Em 2021 verificou-se um decréscimo dos custos do sistema fotovoltaico, mais especificamente, 3,3% para um sistema residencial, 10,7% para um sistema comercial e 12,3% no sistema industrial. De um modo geral, o decréscimo apresentado no ano 2021 foi, maioritariamente, devido à diminuição do custo dos módulos fotovoltaicos. Os custos de instalação do projeto, e os outros custos que englobam desde as taxas à PII (permissão, inspeção e interconexão), também apresentam uma diminuição. Por sua vez, os custos do equilíbrio do sistema (BOS) apresentam valores constantes entre 2020 e 2021 (NREL, 2021).



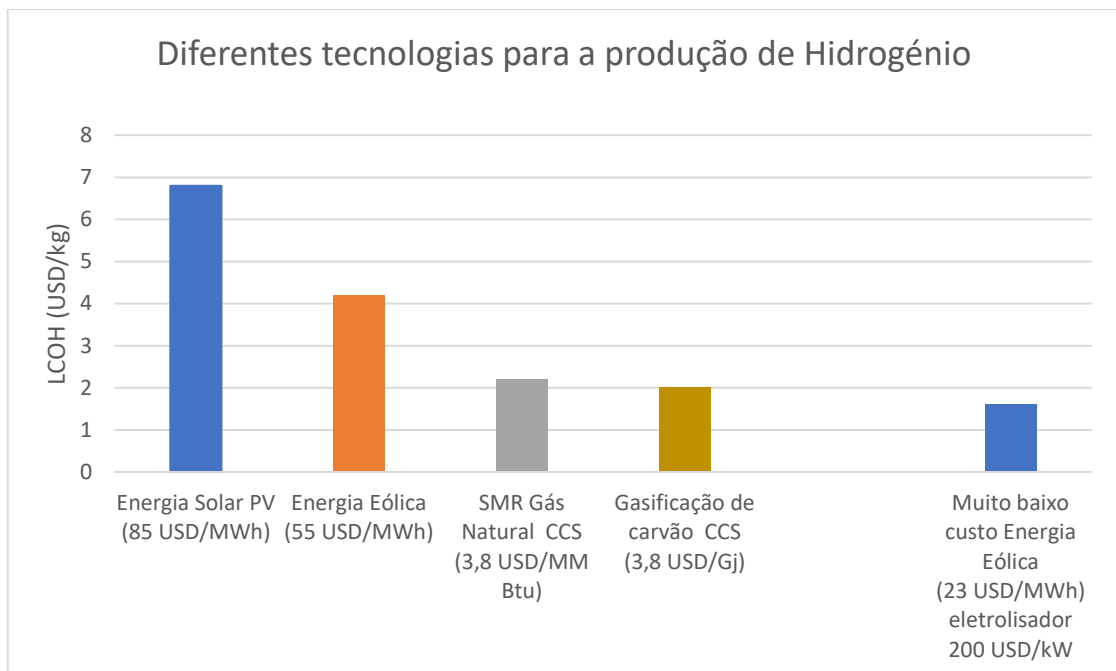
**Figura 5.6 - Custos associados ao sistema fotovoltaico, 2020 vs 2021**

Os custos de um sistema fotovoltaico tendem a diminuir e, prevê-se que, em 2050 estes custos baixem consideravelmente. Em suma, com o aumento das potências instaladas e com a redução de custos das células fotovoltaicas estima-se que, o valor da energia elétrica produzida através de energia solar fotovoltaica possa atingir valores muito competitivos (CSIRO, 2016).

### 5.3 Custo de energia elétrica e custo de produção de hidrogénio (LCOH)

A produção de energia elétrica através de energias renováveis é um tema de elevada importância. Atualmente as energias renováveis já possuem preços muito aliciantes mesmo quando comparados com combustíveis fósseis. Contudo, quando utilizamos energias renováveis para a eletrólise da água, pode não ser a opção mais viável quando comparada com o gás natural de baixo custo.

A Figura 5.7 apresenta o custo LCOH utilizando diferentes fontes de energia primária, considerando um eletrolisador com um valor 840 \$/kW e um fator de capacidade de 65%. É possível obter valores de LCOH competitivos quando utilizado um eletrolisador de baixo custo e a energia elétrica renovável, ser também de baixo custo. Por exemplo, utilizando energia eólica de baixo custo (23 \$/MWh) e um eletrolisador também de baixo custo é possível produzir hidrogénio com um custo equivalente ou menor ao obtido quando utilizado o gás natural (IRENA, 2019).

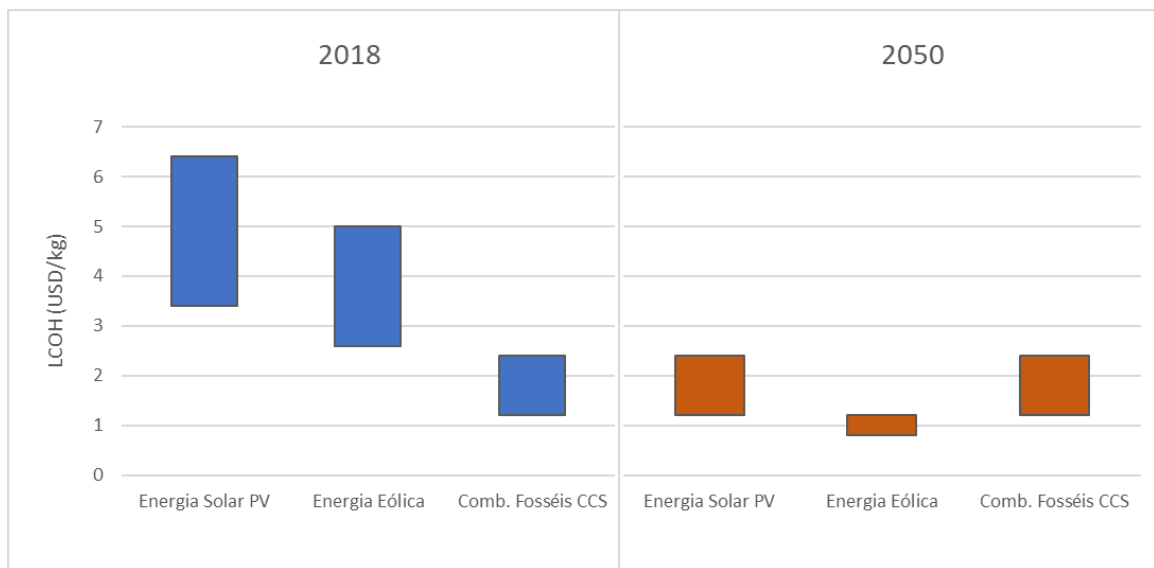


**Figura 5.7 - Produção de hidrogénio através de energia não renovável e renovável**

Para a produção de hidrogénio a um valor competitivo, ou seja, baixo LCOH, é importante garantir, essencialmente, dois aspetos, energia elétrica de baixo custo e um elevado fator de carga do eletrolisador.

A energia solar fotovoltaica e a energia eólica já apresentam valores de LCOE baixos, mas atualmente não são a opção mais económica. No entanto, com a redução do custo dos eletrolisadores, e com a evolução das tecnologias renováveis a obterem preços cada vez mais competitivos, o fator de carga deixa de ser tão significativo e é possível obter valores de custo de produção de hidrogénio verde mais competitivos que o hidrogénio proveniente de combustíveis fósseis.

Na Figura 5.8 é possível verificar a previsão dos custos da atualidade e numa perspetiva para 2050. Neste cenário, é tido em conta a média e os baixos custos do sistema de produção de hidrogénio utilizando energia solar fotovoltaica e energia eólica. O eletrolisador considerado em 2018 possui um valor 840 \$/kW, e para 2050 considerou-se um custo 370 \$/kW.

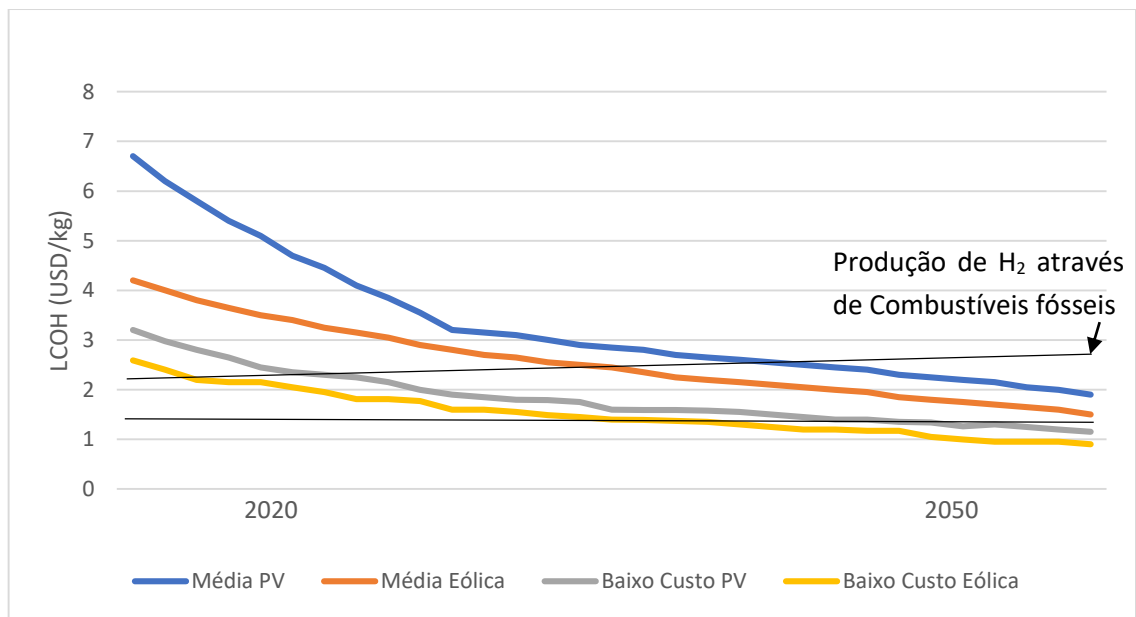


**Figura 5.8 - Estimativa do custo de produção de LCOH através de energia eólica, energia solar e a partir de combustíveis fósseis sem contabilização da emissão de CO<sub>2</sub>**

Para 2050 observa-se que o valor de LCOH, produzido através de energia renováveis, diminui consideravelmente. Outro aspeto importante é o custo das emissões de CO<sub>2</sub> não capturados, que em 2050 iria apresentar custos mais elevados que a produção de hidrogénio renovável (IRENA, 2019).

Para além da análise da produção de H<sub>2</sub> renovável com a produção de H<sub>2</sub> a partir de combustíveis fósseis, a Figura 5.9 compara o custo LCOH através das duas fontes de energia renovável, a energia eólica e a energia solar fotovoltaica. A nível do eletrolisador, é considerado que os seus custos baixem gradualmente, ou seja, em 2020 apresenta um custo de 770 \$/kW e em 2050 370 \$/kW.

Em suma, para 2050 o custo de LCOH obtido através de energia renovável será mais competitivo quando comparado com a utilização de combustíveis fósseis.



**Figura 5.9 - Comportamento estimado do custo de produção de hidrogénio (IRENA, 2019)**

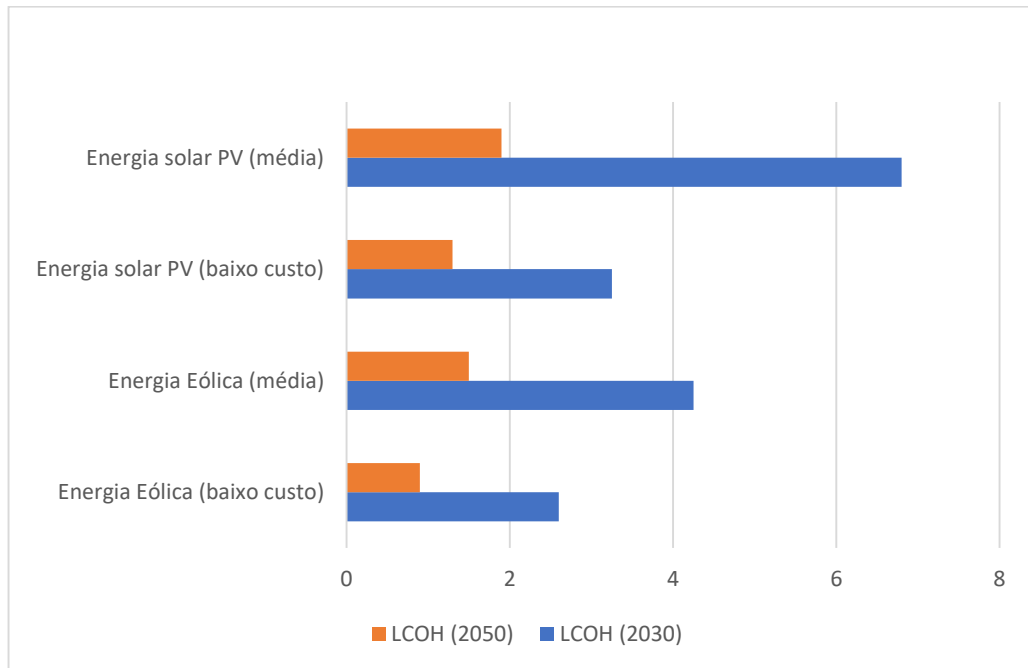
Na Figura 5.9, também é possível comparar a evolução dos custos de LCOH provenientes da energia eólica e solar de médios e baixos custos, em relação a 2030 e 2050. A Tabela 5.2 apresenta os valores previstos para o LCOH em 2030 e 2050 considerando diferentes fontes de energia.

**Tabela 5.2 - Custo da produção de hidrogénio a partir de energias renováveis - 2030 vs 2050**

Tecnologia	LCOH (2030)	LCOH (2050)
Energia Eólica (baixo custo)	2,6 \$/kg H <sub>2</sub>	0,9 \$/kg H <sub>2</sub>
Energia Eólica (média)	4,25 \$/kg H <sub>2</sub>	1,5 \$/kg H <sub>2</sub>
Energia solar PV (baixo custo)	3,25 \$/kg H <sub>2</sub>	1,3 \$/kg H <sub>2</sub>
Energia solar PV (média)	6,8 \$/kg H <sub>2</sub>	1,9 \$/kg H <sub>2</sub>

Conclui-se que, em 2050, a diferença entre a utilização de energia eólica e solar é muito menor que em 2030. Ou seja, a diferença do custo LCOH entre as diferentes tecnologias é muito menor em 2050, o que indica que ambas as tecnologias serão de igual forma competitivas.

A Figura 5.10 apresenta os valores de LCOH para 2030 e 2050, onde se observa que em 2050 estes custos baixam consideravelmente para valores inferiores a 2 \$/kg H<sub>2</sub>.



**Figura 5.10 - Perspetiva do custo de produção de hidrogénio entre energia eólica e energia solar fotovoltaica**

#### 5.4 Caso de Estudo – Simulação

Para a realização de uma análise mais precisa do custo de produção de hidrogénio, LCOH, foi utilizada a ferramenta elaborado pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL). Esta ferramenta tem como objetivo calcular o custo LCOH, através da utilização de um eletrolisador PEM e energia elétrica proveniente de energias renováveis, ou seja, sem emissões de CO<sub>2</sub>. Esta ferramenta tem em consideração todos os custos associados, isto é, custos de financiamento, capital, operação e manutenção.

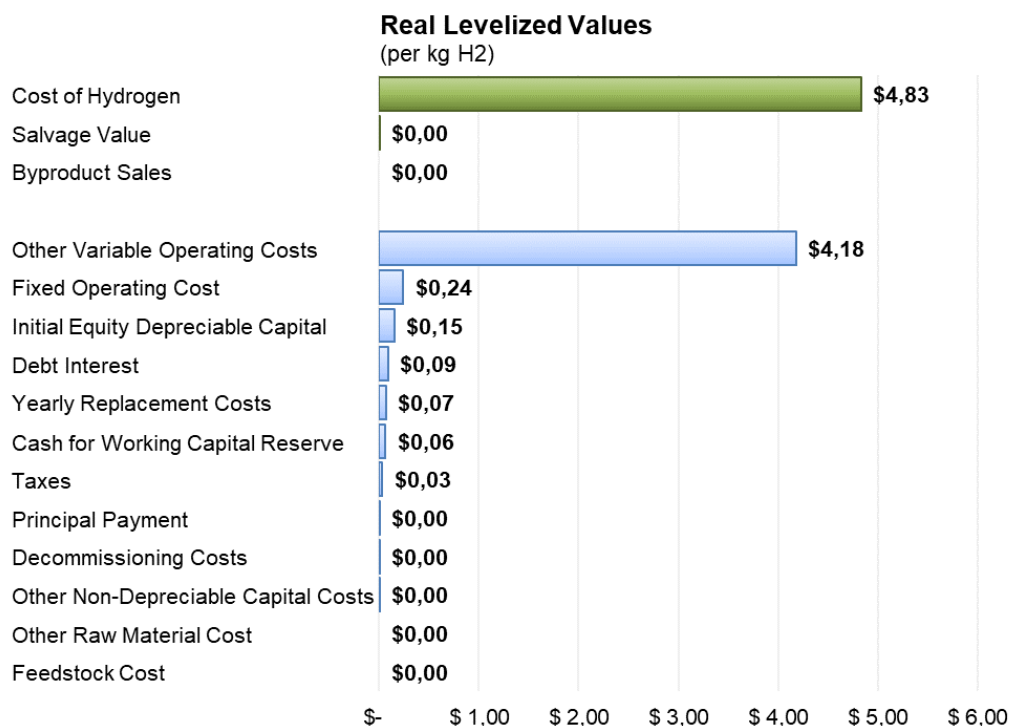
Inicialmente foi realizado um estudo com os valores padrão. Estes valores referem-se a 2017 e foram obtidos do Panorama Energético Anual da EIA (AEO). Ou seja, referem-se à tabela AEO 2017 (opção escolhida para análise do estudo de caso).

Com o objetivo de analisar diferentes cenários foram realizadas várias simulações. Como foi referido anteriormente, o fator de capacidade de eletrolisador e o custo de LCOE influenciam o valor LCOH. Neste sentido, espera-se obter resultados com o mesmo comportamento do LCOH estudado anteriormente.

Assim sendo, foram realizadas três análises de forma a verificar o comportamento do LCOH:

- A primeira análise consiste em avaliar a influência que o fator de capacidade apresenta no valor LCOH. Nesta simulação espera-se que o valor de LCOH seja elevado quando é utilizado um baixo fator de capacidade e, por sua vez, tenda a manter-se constante a partir dos 50%.
- A segunda análise diz respeito aos diferentes custos de eletricidade (LCOE) e ao comportamento do LCOH. Neste ponto, o valor da eletricidade influencia proporcionalmente o custo de hidrogénio, ou seja, quando mais elevado o LCOE mais elevado será o LCOH.
- Por último é analisada a influência dos diferentes custos associados ao projeto de produção de H<sub>2</sub>. Nesta simulação são apresentados diferentes cenários observando-se o comportamento do LCOH.

Utilizando a versão 3 de 2018 da ferramenta NREL para calcular o custo de produção de H<sub>2</sub>, e os valores pré-definidos, tabela AEO 2017, que assume LCOE de 0,07 \$/kWh, conclui-se que LCOH apresenta um valor de 4,83 \$/kg H<sub>2</sub> (Figura 5.11).



**Figura 5.11 - Resultados obtidos do modelo de produção de hidrogénio**

Esta ferramenta apresenta uma estimativa dos diferentes custos necessários para implementar um projeto para produção de hidrogénio através da eletrólise da água.

Para todas as simulações não foram considerados os custos associados à emissão de CO<sub>2</sub>.

Assim sendo, considerou-se uma vida útil do projeto de 40 anos. A implementação de todo o projeto irá decorrer em 1 ano, ou seja, considera-se ano ( $t-1$ ) o ano para a construção do projeto e começa a operar no ano  $t$ .

O projeto consiste na produção de hidrogénio através de eletrólise e considera-se um fator de capacidade de 97% para produzir, no máximo, 56 500 kg de H<sub>2</sub> por dia.

A Tabela 5.3 sintetiza as especificações técnicas e taxas de financiamento utilizadas para o cálculo do LCOH.

**Tabela 5.3 – Especificações técnicas e taxas de financiamento do projeto**

<b>Especificações técnicas de operação do Sistema</b>	
Fator de capacidade operacional (%)	97
Capacidade máxima de operação (kg H <sub>2</sub> /dia)	56 500
Produção de H <sub>2</sub> (kg/dia)	50 850
Produção de H <sub>2</sub> (kg/ano)	20 003 825
<b>Custos Financeiros</b>	
Duração da construção do projeto (ano)	1
% Custos de Capital no primeiro ano de construção	100%
% Custos de Capital no segundo ano de construção	0%
Depreciações (anos)	20
Equilíbrio financeiro (%)	40%
Taxa de juros (%)	3,70%
Custos operacionais fixos ano inicial (%)	75%
Custos operacionais variáveis ano inicial (%)	75%
Custos desativação	10%
Taxa de inflação (%)	1,9%
TIR após impostos (%)	8,0%
Taxas de impostos (%)	25,74%
Custos operacionais (%/ano)	15%

O projeto apresenta um custo de capital de 86 410 284 \$. Este inclui os custos de capital diretos e indiretos depreciáveis e não depreciáveis (Tabela 5.4).

Os custos indiretos depreciáveis consistem em custos de construção, de engenharia e design, custos de contingência, ou seja, uma análise de riscos do projeto, e taxas legais. Por sua vez, os custos de capital indiretos não depreciáveis inclui os custos do terreno.

**Tabela 5.4 - Custos de Capital do projeto**

<b>Custos Capital</b>	
Custos Capital Diretos (degradação, balanços mecânicos e elétricos)	60 676 256 \$
<b>Custos Capital Indiretos Depreciáveis</b>	
Custos de construção	1 213 525 \$
Engenharia & Design	6 067 626 \$
Projeto de Contingência	9 101 438 \$
Taxas e contratos legais	9 101 438 \$
<b>Custos Capital Indiretos Não Depreciáveis</b>	
Custos de Terreno	250 000 \$
Outros	0 \$
<b>Custo Total:</b>	<b>86 410 284,00 \$</b>

Custos de Operação e Manutenção (O&M) podem ser divididos em custos fixos e variáveis.

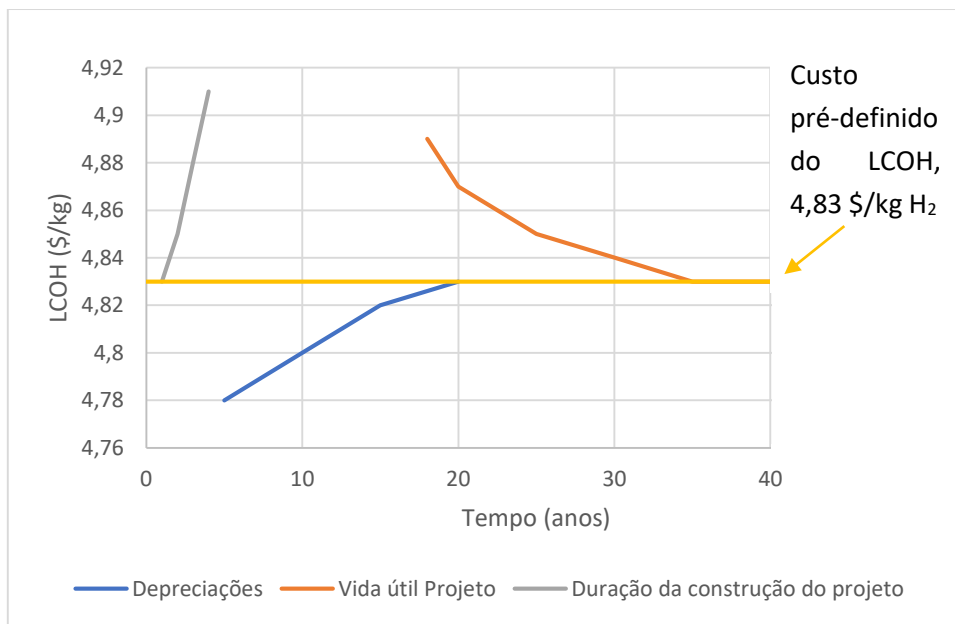
Assim sendo, os custos de operação fixos incluem os custos de mão-de-obra, despesas financeiras, impostos sobre investimentos e seguros e custos de manutenção. Dos custos operacionais variáveis fazem parte o custo de energia elétrica para alimentar o eletrolisador que produz hidrogénio e custos não energéticos. O valor da energia elétrica é um dos fatores que mais influencia o LCOH, visto ser um fator chave no custo de produção de Hidrogénio.

A Tabela 5.5 apresenta os valores operacionais pré-definidos utilizados na avaliação do projeto.

**Tabela 5.5 - Custos Operacionais do projeto**

<b>Custos Operacionais e Manutenção</b>	
<b>Custos Operacionais Fixos</b>	
Número de trabalhadores	10
Custo mão obra por hora	50,00 \$
Custo mão obra por ano	1 040 000 \$
Despesas Gerais e administrativas (%)	20 %
Despesas Gerais e administrativas (\$/ano)	208 000 \$
Impostos sobre investimentos de capital (%)	2 %
Impostos de propriedade e seguro (\$/ano)	1 728 206 \$
Custos material Manutenção (\$/ano)	1 820 288 \$
Outros Custos O&M (\$/ano)	0 \$
<b>Custos Operacionais Fixos Total:</b>	<b>4 796 493 \$</b>
<b>Custo energéticos</b>	
Preço energia elétrica (conversão GJ/kWh)	0,0036 GJ/kWh
Preço por defeito (\$/kWh)	0,07 \$/kWh
Uso de energia para produzir 1kg de H <sub>2</sub> (kWh/kg H <sub>2</sub> )	55,5 kWh/kg H <sub>2</sub>
Custo total por ano (\$)	77 693 335 \$
<b>Custos não energéticos</b>	
Processo água \$/l	0,002375 \$/l
1 litro para produzir 1kg H <sub>2</sub>	3,78
Custo total por ano (\$)	179 581 \$
Outros (\$)	0 \$
<b>Custos Operacionais Variáveis Total:</b>	<b>77 872 915 \$</b>

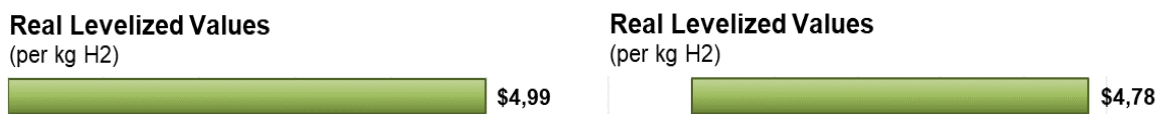
Da análise da Figura 5.12 observa-se que o tempo de construção do projeto influencia consideravelmente o custo de produção de hidrogénio, mais concretamente, se aumentarmos para 4 anos o tempo de construção do projeto, o LCOH assume valores acima de 4,9 \$/kg H<sub>2</sub>. Pelo contrário, se diminuirmos o tempo de depreciação para 5 anos o LCOH apresenta um custo de 4,78 \$/kg H<sub>2</sub>. Por fim, ao reduzir-se o tempo de vida útil do projeto para 20 anos o custo de LCOH aumenta para cerca de 4,87 \$/kg H<sub>2</sub>.



**Figura 5.12 - Comportamento da vida útil do projeto**

Neste sentido, assumindo os valores padrão dos custos de capital, financiamento e operação do sistema, pode-se criar dois cenários do pior e do melhor caso. O pior caso será quando a construção do projeto assume 4 anos, depreciações de 20 anos e uma vida útil também de 20 anos. Relativamente ao melhor caso, temos o cenário de uma vida útil do projeto de 40 anos, depreciações em 5 anos e a construção do projeto 1 ano.

Posto isto, o custo de LCOH é 4,99 \$/kg H<sub>2</sub> quando apresentado o pior caso e 4,78 \$/kg H<sub>2</sub> no melhor caso (Figura 5.13).



**Figura 5.13 – Influencia do comportamento de vida útil do projeto no custo de produção de hidrogénio (pior caso e melhor caso)**

A variação da taxa de imposto do projeto também contribui para a variação do custo de produção de hidrogénio, contudo, esta variável depende de vários aspetos, nomeadamente do país. No entanto, foi elaborado uma simulação alterando as taxas de impostos para valores próximos do valor pré-definido (25,74%), sem alterar os valores pré-definidos das tabelas anteriores, nomeadamente, Tabela 5.3, Tabela 5.4 e Tabela 5.5.

A Tabela 5.6 apresenta o comportamento do LCOH com a inflação da taxa de impostos.

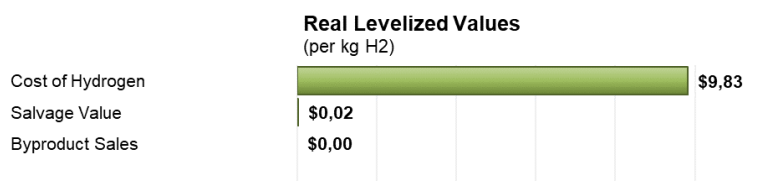
**Tabela 5.6 - Influência da taxa de impostos no custo de produção de hidrogénio**

Taxas de impostos (%)	LCOH (\$/kg H <sub>2</sub> )
20%	4,82
25,74%	4,83
30%	4,84
35%	4,85

#### 5.4.1 Influência do fator de carga no LCOH

De acordo com análise no ponto 5.1 o fator de carga tem grande impacto no LCOH. É espectável que para fatores de carga muito baixos o custo LCOH seja muito elevado e que, a partir de um fator de capacidade acima de 50% esses valores se mantenham constantes.

A Figura 5.14 apresenta a evolução dos custos de produção de hidrogénio para um fator de capacidade do sistema de 10%, mantendo o mesmo valor de produção de H<sub>2</sub> por dia e o LCOH de 0,07 \$/kWh. Assim, como era de esperar o valor de LCOH aumenta drasticamente, atingindo os 9,83 \$/kg H<sub>2</sub>.



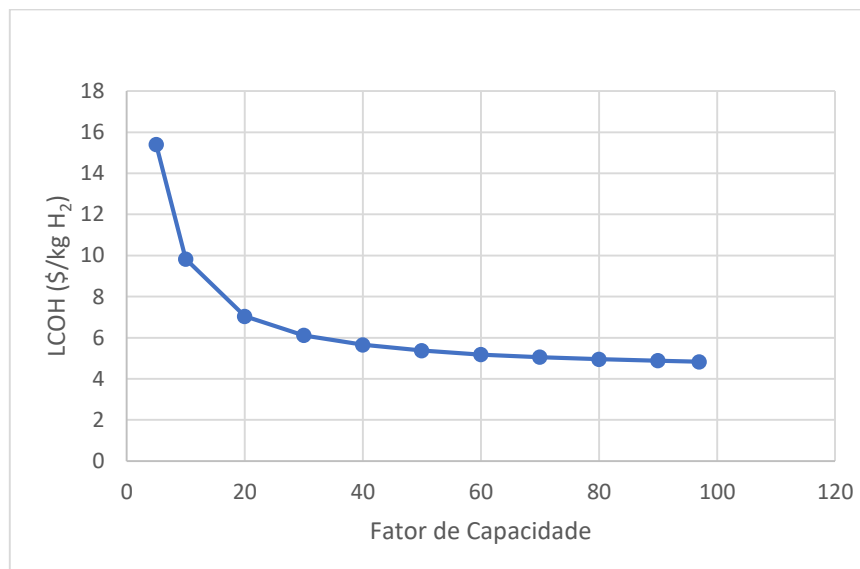
**Figura 5.14 - Custo de LCOH com a influência do fator de capacidade de operação**

Neste contexto, foram feitas simulações utilizando diferentes valores do fator de carga, de forma analisar a variação do LCOH. A Tabela 5.7 apresenta os valores LCOH respetivos com a variação do fator de capacidade do exemplo modelo.

**Tabela 5.7 - Variação do fator de capacidade vs LCOH**

Fator de Capacidade	LCOH (\$/kg H <sub>2</sub> )
97	4,83
90	4,88
80	4,95
70	5,05
60	5,18
50	5,37
40	5,65
30	6,11
20	7,04
10	9,83
5	15,4

Com os dados da Tabela 5.7 foi elaborado a Figura 5.15, que permite verificar uma evolução idêntica para o custo de produção de H<sub>2</sub> quando comparada com a Figura 5.1. Ou seja, para valores baixos do fator de capacidade obtém-se valores muito elevados para o custo de produção de H<sub>2</sub>, LCOH, mais especificamente, quando temos um fator de capacidade abaixo de 10% o LCOH pode atingir valores superiores a 10 \$/kg H<sub>2</sub>. Por sua vez, o valor do LCOH tende a estabilizar para valores de fator de capacidade superiores a 50%.



**Figura 5.15 - Influência do fator de capacidade no custo nivelado de hidrogénio**

#### 5.4.2 Influência do custo de energia elétrica no LCOH

Para se verificar o efeito do preço da energia elétrica no custo do LCOH foi realizada uma simulação utilizando os valores reportados pela ERSE referentes ao último trimestre de 2021 das tarifas transitórias de venda de energia elétrica em média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE) (ERSE, 2021a).

A Tabela 5.8 apresenta o preço de energia elétrica convertido para \$/kWh em Portugal Continental nos períodos I e IV. Utilizando a ferramenta do NREL foi possível avaliar a evolução do LCOH em função do custo de energia elétrica.

No entanto, e de uma forma mais subjetiva, foi realizada uma simulação com uma gama de preço para a energia elétrica a variar de 0,06 \$/kWh a 0,24 \$/kWh, conforme apresentado na Tabela 5.9.

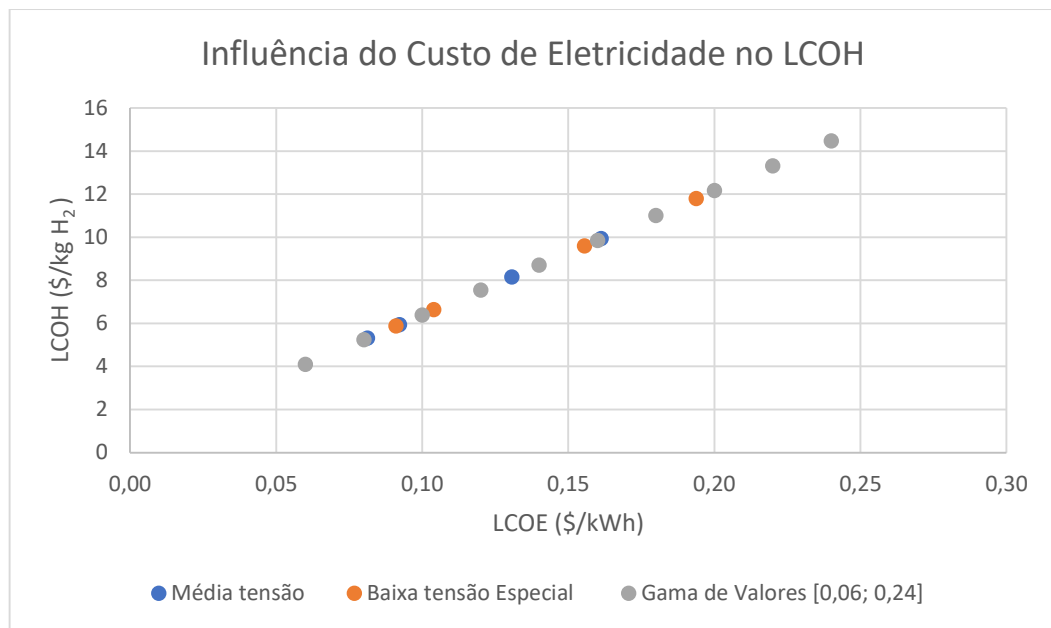
**Tabela 5.8 - Tarifas Transitórias de venda a clientes finais em MT e BTE e a influência no valor LCOH**

			<b>Energia Elétrica (\$/kWh)</b>	<b>LCOH (\$/kg H<sub>2</sub>)</b>
Tarifa de longas utilizações - MT	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,16	9,93
		Horas cheias	0,13	8,16
		Horas de vazio normal	0,09	5,94
		Horas de super vazio	0,08	5,31
Tarifa de longas utilizações - BTE	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,19	11,8
		Horas cheias	0,16	9,6
		Horas de vazio normal	0,10	6,63
		Horas de super vazio	0,09	5,88

**Tabela 5.9 - Valores representativos de energia elétrica e a influência no LCOH**

<b>Energia Elétrica (\$/kWh)</b>	<b>LCOH (\$/kg H<sub>2</sub>)</b>
0,06	4,09
0,08	5,24
0,10	6,39
0,12	7,55
0,14	8,70
0,16	9,85
0,18	11,01
0,20	12,16
0,22	13,31
0,24	14,47

Neste contexto, foi obtido o gráfico da Figura 5.16 que ilustra a evolução do custo do LCOH em função do preço da energia elétrica retirados das tabelas anteriores.



**Figura 5.16 - Influência do valor de energia elétrica no custo LCOH**

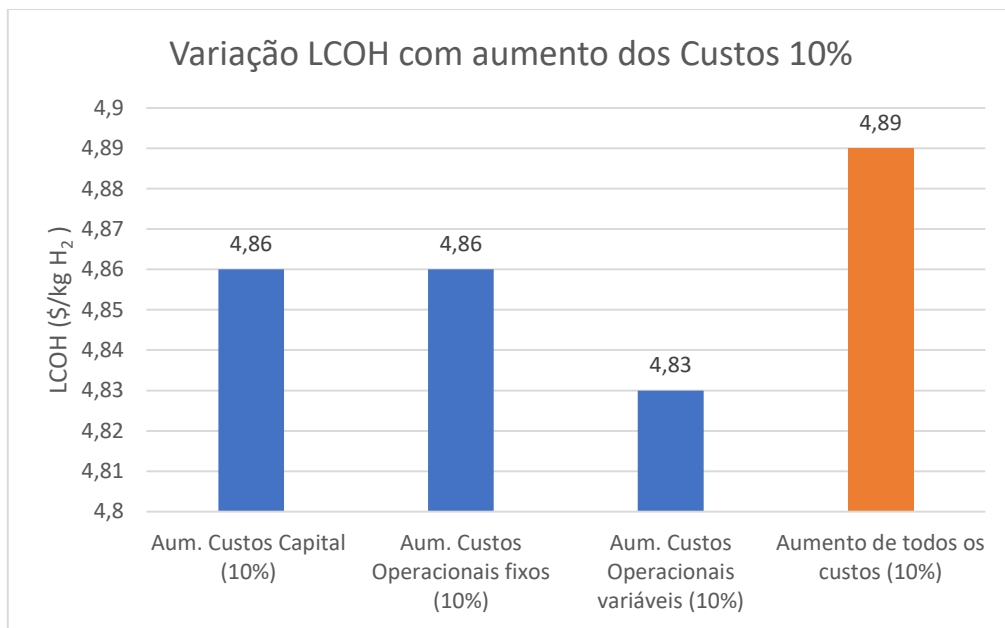
Verifica-se que o LCOH varia proporcionalmente com o valor de LCOE. Ou seja, quanto mais elevado for o custo de energia elétrica maior será o custo de produção de hidrogénio (LCOH).

### 5.4.3 Influência de Custo de capital e Custos O&M no valor de LCOH

De seguida são apresentados os resultados para diferentes simulações, alterando os custos de capital e custos O&M, de forma a verificar o comportamento do LCOH.

A Figura 5.17 apresenta graficamente a variação do LCOH quando alterados os diferentes custos do projeto. Assim sendo, aumentou-se 10% os custos de capital, de operação e manutenção fixos e variáveis e observa-se que estes aumentos não possuem grande influência no LCOH, quando comparado com a variação do fator de capacidade e o custo de energia elétrica.

É importante referir que, quando se utiliza a energia elétrica com custos mais elevados por exemplo, 0,13 \$/kWh, os custos de operação variáveis aumentam cerca de 83%, e, por sua vez, influencia o valor de LCOH.



**Figura 5.17 - Aumento de 10% nos diferentes custos**

No entanto, quando diminuimos os custos em 10% a variação do LCOH também não varia muito, conforme ilustrado na Figura 5.18.



**Figura 5.18 - Diminuição de 10% nos diferentes custos**

De acordo com o valor de LCOH padrão (4,83 \$/kg H<sub>2</sub>), e simulando um aumento e uma diminuição global de todos os custos do projeto (Tabela 5.10), observa-se que

estes custos não interferem tão significativamente como o fator de carga do eletrolisador e os custos de energia elétrica.

**Tabela 5.10 – Influência da variação dos custos totais do projeto no LCOH**

Varição dos Custos	LCOH (USD/kg H <sub>2</sub> )
- 15%	4,75
- 10%	4,77
- 5%	4,80
0%	4,83
+ 5%	4,86
+ 10%	4,89
+ 15%	4,92

Contudo, a tendência a longo prazo é os custos do eletrolisador e de outras variáveis diminuïrem. Os custos de um eletrolisador PEM, a longo prazo, espera-se que diminuam cerca de 50%. Assumindo um custo capital de 1800 \$/kWe prevê-se que esse valor possa baixar para os 900 \$/kWe (Fatih Birol, 2019).

Neste sentido, utilizando a mesma ferramenta e com os valores utilizados no caso de estudo, foi efetuada uma simulação onde os custos de capital diminuïsssem cerca de 50%. A Figura 5.19 apresenta o valor LCOH quando reduzido os custos de capital num fator de 50%.



**Figura 5.19 – Custo do LCOH com redução de 50% dos custos de capital**

Em suma, prevê-se que a tecnologia evolua e os custos associados diminuam num futuro próximo, que por sua vez irá contribuir para obter valores mais competitivos de LCOH através de eletrólise da água.



## Capítulo 6 - Conclusões

O impacto ambiental causado por emissões significativas de GEE provenientes de combustíveis fósseis representa cada vez mais um assunto urgente a ser abordado, sendo crucial o desenvolvimento de alternativas sustentáveis. O hidrogénio é um combustível muito versátil e com grande potencial para substituir os combustíveis fósseis, contribuindo assim para um futuro mais sustentável. Este pode ser utilizado para diferentes finalidades, podendo ser usado em diferentes setores, tais como: transporte, indústria, aéreo, marítimo, assim como no energético para produzir energia elétrica através de células de combustível. Para além disso, o hidrogénio pode também ser injetado em gasodutos de gás natural. A nível Nacional já existem vários projetos de implementação e utilização do hidrogénio com o objetivo de se fazer cumprir as metas traçadas na EN-H<sub>2</sub>. No entanto, o hidrogénio, apesar de já ser visto como uma fonte de energia, e apresentar inúmeras vantagens, ainda é um assunto muito recente e que se encontra em desenvolvimento.

Relativamente à produção de hidrogénio, existem já várias tecnologias bem estabelecidas, sendo que a eletrólise através de energias renováveis se apresenta como a melhor solução tendo em conta os atuais problemas ambientais. No que diz respeito ao armazenamento e transporte, existem grandes adversidades nomeadamente em garantir as condições de temperatura e pressão adequadas de forma a não perder as propriedades do composto. Ou seja, é necessário garantir temperaturas próximas de 25,15 K para o hidrogénio se manter no estado líquido, ou pressões a variar dos 300 a 700 bar no caso de hidrogénio comprimido.

Para além disso, outro tema de elevada importância são os custos associados à produção de hidrogénio. Estes são influenciados essencialmente pelo custo do eletrolisador, pelo fator de carga e pelos custos da energia elétrica. Contudo, as perspetivas para um futuro próximo é que esta tecnologia se torne cada vez mais competitiva, apresentando reduções significativas dos custos dos eletrolisadores e da energia elétrica. Assim sendo, e apesar de atualmente a produção de hidrogénio não apresentar custos reduzidos, este continua a ser uma opção sustentável e um grande aliado à descarbonização.

Em suma, o hidrogénio apresenta-se como uma potencial solução para os problemas associados às alterações climáticas e para combater a dependência energética proveniente dos combustíveis fósseis. No entanto, mais estudos são necessários para otimizar todo o processo inerente à utilização do hidrogénio como combustível, de modo a que seja possível usufruirmos do potencial máximo que o hidrogénio apresenta.

## 6.1 Desenvolvimentos futuros

A nível de desenvolvimentos futuros em relação à utilização de hidrogénio como combustível, existem algumas vertentes que seriam de importante abordagem, tanto a nível mundial como especificamente em Portugal. De facto, a utilização do hidrogénio em Portugal como substituição de combustíveis fósseis é um tema muito recente e praticamente inexistente, sendo importante recorrer à sua implementação rapidamente. Atualmente já existem projetos pioneiros com esse objetivo, como por exemplo, o projeto na central de Ribatejo com projeção para 2022. Posteriormente será importante avaliar os resultados provenientes do uso de hidrogénio neste projeto, assim como noutros que já estão a ser estruturados, tal como é o caso do projeto H<sub>2</sub>Sines.

Num futuro próximo, não só em Portugal, mas também mundialmente, seria importante otimizar os sistemas de armazenamento de hidrogénio, nomeadamente líquido, de modo a evitar perdas por evaporação do composto. Assim, pode ser crucial melhorar o isolamento dos tanques de armazenamento de hidrogénio. Para além das dificuldades a nível de armazenamento, os custos de produção de hidrogénio representam outra adversidade inerente ao uso do hidrogénio como combustível. Assim sendo, será importante analisar os custos associados e possíveis soluções para a redução dos mesmos.

No seguimento deste tópico, através da utilização da ferramenta do NREL foi possível estudar os fatores que mais condicionam o custo de produção de hidrogénio. Contudo, o caso de estudo utilizado não englobava os custos de captura de CO<sub>2</sub>, ou seja, foi considerada energia elétrica de origem renovável. A realização de um estudo utilizando energia elétrica proveniente de combustíveis fósseis, é um objetivo de um trabalho futuro. Para além deste, seria interessante avaliar o comportamento de diferentes cenários, como por exemplo, a quantidade de hidrogénio produzido, vida útil da tecnologia, entre outros. Dessa forma, seria possível comparar os diferentes cenários, e analisar qual se tornaria uma solução economicamente viável, tendo em conta que, a nível ambiental, a utilização de energias renováveis para a produção de hidrogénio é sempre a solução mais promissora.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGN. (2021). AGN. Obtido de Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural: <https://agnatural.pt/gas-natural/>
- Alves, S. d. (2017). *Sandro de Carvalho Alves, Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Antunes, J. S. (2017). *José Luz Silveira, Lúcia Bollini Braga, Antonio Carlos Caetano de Souza, Julio Santana Antunes, Rolando Zanzi - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- AP2H2. (2021). AP2H2. Obtido em Junho de 2021, de Associação Portuguesa para a promoção de Hidrogéneo: <https://www.ap2h2.pt/sobre-h2.php>
- APA. (2021). *Agência Portuguesa do Ambiente*. Obtido em Março de 2021, de Agência Portuguesa do Ambiente: <https://apambiente.pt/index.php>
- APREN. (2021a). APREN. Obtido de APREN - Associação de Energias Renováveis: <https://www.apren.pt/>
- APREN. (2021b). APREN. Obtido em Abril de 2021, de APREN - Associação de Energias Renováveis: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques>
- Barthélémy. (2012). Herve Barthélémy, Hydrogen Storage - Industrial Perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, Paris, France.
- Barthélémy. (2016). Herve Barthelemy, Mathilde Weber, Francoise Barbier - Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, Paris, França. Volume 42, Issue 11, 16 March 2017, Pages 7254-7262.
- Braga, L. B. (2017). *Lúcia Bollini Braga - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- C. Marino, A. N. (2019). C. Marino, A. Nucara, M.F. Panzera, M. Pietrafesa\*, V. Varano - Energetic and economic analysis of a stand alone photovoltaic system with hydrogen storage. *Renewable Energy*, Renewable Energy 142 (2019) 316e329, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.079>.
- Cheddie, D. (2017). *Denver Cheddie - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.

- Chena Y, W. Y. (2017). *Chena Y, Wang Y, Xub H, Xiong G - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues - Chapter 2: Hidrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Conselho Nacional Água. (2021). *Conselho Nacional da Água*. Obtido em 2021, de Conselho Nacional da Água: <https://conselhonacionaldaagua.weebly.com/aacutegua-no-planeta-terra.html>
- CSIRO. (2016). *Jim Hinkley, Jenny Hayward, Robbie McNaughton, Rob Gillespie, Ayako Matsumoto, Muriel Watt, Keith Lovegrove - Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis*. CSIRO Energy.
- Cummins. (2021). *Cummins Inc.* Obtido de <https://www.cummins.com/news/2020/11/16/electrolyzers-101-what-they-are-how-they-work-and-where-they-fit-green-economy>
- DGEG. (2021). *DGEG*. Obtido em Janeiro de 2021, de Direção Geral de Energia e Geologia: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/>
- DGEG. (2021a). *DGEG*. Obtido em 2021.1, de Direção Geral de Energia e Geologia: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/biomassa/>
- DGEG. (2021b). *DGEG*. Obtido de Direção Geral de Energia e Geologia: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-dos-oceanos/implantacao-em-portugal/>
- DGEG. (2021c). *DGEG*. Obtido de Direção Geral de Energia e Geologia: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-solar/solar-fotovoltaico/>
- EDP. (2021). *EDP Portugal*. Obtido de Energias de Portugal: <https://www.edp.com/pt-pt>
- EDP. (2021a). *Declaração Ambiental - Central Termoelétrica de sines*. Lisboa: EDP - Energias de Portugal.
- EDP. (2021b). *EDP*. Obtido em 2021.1, de Energias de Portugal: <https://www.edp.com/pt-pt/centrais-a-carvao-uma-luta-pelo-equilibrio>
- EDP. (2021c). *EDP*. Obtido de Energias de Portugal: <https://portugal.edp.com/pt-pt/central-termoeletrica-do-ribatejo>
- EDP. (2021d). *EDP*. Obtido de Energias de Portugal: <https://portugal.edp.com/pt-pt/central-hidroeletrica-do-alqueva-i>
- EDP. (2021e). *EDP*. Obtido em 2021.2, de Energias de Portugal: <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2021/05/11/construcao-do-parque-solar-flutuante-da-edp-no-alqueva-vai-arrancar>

- EDP. (2021f). *EDP*. Obtido em Setembro de 2021, de Energias de Portugal: <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/os-superpoderes-do-hidrogenio>
- EDP. (2021g). *EDP*. Obtido de Energias de Portugal: <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/os-superpoderes-do-hidrogenio>
- EDP. (2021h). *EDP*. Obtido de Energias de Portugal: <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2020/07/27/edp-galp-martifer-ren-e-vestas-avaliam-criacao-de-cluster-industrial-de>
- EDPRenováveis. (2016). *Relatório de Contas*.
- EIA. (2021). *EIA*. Obtido de Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/energyexplained/hydropower/>
- Elétricas, C. (2011). *Centrais Elétricas*. Obtido de [https://rd9centralelectrica.webnode.pt/desenvolvimento/centrais-geotermicas/como-funciona-uma-central-geotermica-/](https://rd9centralelectrica.webnode.pt/desenvolvimento/centrais-geotermicas/como-funciona-uma-central-geotermica/)
- Energia, O. d., DGEG, & ADENE. (2021). *Energia em Números*. ADENE.
- Energias Renováveis. (2021). *Energias Renováveis*. Obtido de Portal das Energias Renováveis: [http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheEstados.asp?ID\\_conteudo=22&ID\\_area=2&ID\\_sub\\_area=37](http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheEstados.asp?ID_conteudo=22&ID_area=2&ID_sub_area=37)
- Energy.Gov. (2021). *Energy Gov*. Obtido de <https://www.energy.gov/>
- Energy.Gov. (2021a). *Energy.Gov*. Obtido de <https://www.energy.gov/fecm/how-gas-turbine-power-plants-work>
- Energy.Gov. (2021b). *Energy.Gov*. Obtido de <https://www.energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work#type>
- EN-H2. (2020). *ESTRATÉGIA NACIONAL PARA O HIDROGÉNIO (EN-H2)*.
- ENSE. (2021). *ENSE*. Obtido em Janeiro de 2021, de Entidade Nacional Setor Energético: <https://www.ense-epe.pt/>
- ERSE. (2021). *ERSE*. Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <https://www.erse.pt/inicio/>
- ERSE. (2021a). *ERSE*. Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>
- Fatih Birol. (2019). *International Energy Agency, The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities*. Japão: International Energy Agency (IEA), Dr. Fatih Birol.
- Gabriele Zini, P. T. (2012). *Solar Based Hydrogen Energy Systems - Science and Technology for the Hydrogen Economy*. Springer.

- Gagliardi, G. G. (2020). Composite Polymers Development and Application for Polymer Electrolyte Membrane Technologies. *Molecules*(Gabriele G. Gagliardi, Ahmed Ibrahim, Domenico Borello, Ahmad El-Kharouf).
- Gavrilyuk, A. (2013). *Alexander Gavrilyuk - Hydrogen Energy for Beginners*. Suíça: Pan Stanford.
- Gupta, R. B. (2009). *Hydrogen Fuel - Production, Transport and Storage*. ISBN 978-1-4200-4575-8. USA: CRC Press. .
- IEA. (2012). *International Energy Agency - Energy (R)evolution A SUSTAINABLE WORLD ENERGY OUTLOOK*. IEA.
- IEA. (2020). *International Energy Agency, Nuclear Energy Agency - Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency.
- Infopedia. (2021). *Infopedia*. Obtido em Setembro de 2021, de Infopedia: [https://www.infopedia.pt/\\$liquefacao-de-gases](https://www.infopedia.pt/$liquefacao-de-gases)
- IRENA. (2019). *Dolf Gielen, Emanuele Taibi and Raul Miranda - Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*. ISBN: 978-92-9260-151-5. Japão: IRENA.
- Jopek, A. G. (2015). *Hydrogen Production by Electrolysis*. Wiley-VCH.
- Kawasaki. (2021). *Kawasaki Poweing your Potential* . Obtido de Kawasaki Poweing your Potential - Kawasaki Hydrogen Road: <https://global.kawasaki.com/en/hydrogen/index.html>
- Koroneos, C. (2017). *Christopher Koroneos, Aris Dompros, G Roumbas, N Moussiopoulos - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Luceño-Sánchez, J. A. (2019). José Antonio Luceño-Sánchez, Ana María Díez-Pascual, Rafael Peña Capilla - Materials for Photovoltaics: State of Art and Recent Developments. *International Journal of Molecular Sciences, Int. J. Mol. Sci.* 2019, 20, 976; doi:10.3390/ijms20040976 - 22 January 2019; Accepted: 19 February 2019; Published: 23 February 2019, Int. J. Mol. Sci. 2019, 20, 976; doi:10.3390/ijms20040976.
- Mamoon, M. (2015). Md Mamoon Rashid, Mohammed K. Al Mesfer, Hamid Naseem, Mohd Danish, Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, pp 80-100, Volume-4 Issue-3, February 2015.
- Marco Scholz, T. M. (2017). *Marco Scholz, Thomas Melin, Matthias Wessling - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and*

*Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes.* Energy Department GOSE, UNESP.

- Moradi, R. (2019). Ramin Moradi, Katrina M. Groth - Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 12254-12269, doi. 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.
- National Geographic. (2021). *National Geographic - Petroleum*. Obtido em 2021, de <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/petroleum/>
- NOAA. (2022). *National Oceanic and Atmospheric Administration - Global Monitoring Laboratory: Earth System Research Laboratories*. Obtido de National Oceanic and Atmospheric Administration: <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/global.html>
- NOAA Climate. (2021). NOAA. Obtido em 2021a, de NOAA Climate.gov: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-global-temperature>
- NREL. (2021). *Vignesh Ramasamy, David Feldman, Jal Desai, and Robert Margolis - U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021*.
- Patrick Preuster, A. A. (2017). Hydrogen Storage Technologies for Future Energy Systems. *The Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering is online at chembioeng.annualreviews.org*, Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng. 2017.8.pag:445-471 - doi.org/10.1146/annurev-chembioeng-060816-101334.
- Petroleum. (2021). *Petroleum.co.uk*. Obtido em 2021, de Petroleum: <http://www.petroleum.co.uk/>
- PNEC. (2019). *Plano Nacional integrado Energia e Clima 2021-2030*. APA.
- Portal Energia. (2008). *A maior Central Solar do mundo no Alentejo*. Obtido de Portal Energia - Energias Renováveis: <https://www.portal-energia.com/a-maior-central-solar-do-mundo-no-alentejo/>
- Portal Energia. (2009). *Açores destacam-se a nível nacional na Geotermia*. Obtido de Portal Energia - Energia Renováveis: <https://www.portal-energia.com/aco-res-destacam-se-a-nivel-nacional-na-geotermia/>
- Portugal Energia. (2021). *Portugal Energia*. Obtido de Portugal Energia: <https://www.portugalenergia.pt/>
- República Portuguesa. (2021). *República Portuguesa- XXI Governo Constitucional*. Obtido de [portugal.gov: https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=rroteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050-](https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=rroteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050-)

- Rivard, E. (2019). Etienne Rivard, Michel Trudeau, and Karim Zaghbi - Hydrogen Storage for Mobility: A Review. *Materials*, doi: 10.3390/ma12121973.
- RNC2050. (2019). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) - Estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050*. República Portuguesa; Fundo Ambiental; Agência Portuguesa do Ambiente.
- Roberts, J. J. (2017). *Justo José Roberts - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Santos, F. M. (2005). *Fernando Miguel Santos, Fernando António Santos - O Combustível Hidrogénio*. Pag: 252-270, Viseu .
- Silva, M. E. (2017). *Marcio Evaristo Silva, Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Silveira, J. (2017). *José Luz Silveira - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Smolinka, T. (2017). *Tom Smolinka, M Gunther, J Garcke - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Spath, M. (2017). *Mann Spath PL - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Tabela Periódica. (2021). Obtido em Setembro de 2021, de Tabela Periódica Completa: <https://www.tabelaperiodicacompleta.com/elemento-quimico/hidrogenio/>
- Toshiba. (2021). *Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation*. Obtido de <https://www.toshiba-energy.com/en/renewable-energy/product/wind-power.htm>
- UCSUSA. (2021). *Union of Concerned Scientists USA*. Obtido de Union of Concerned Scientists: <https://www.ucsusa.org/>
- Ursua, A. (2017). *Alfredo Ursua, Luis M. Gandia, Pablo Sanchis - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes*. Energy Department GOSE, UNESP.
- Wang, M. (2017). *Mingyong Wang, Zhi Wang, Xuzhong Gong, Zhancheng Guo - Sustainable Hydrogen Production Processes - Energy, Economic and*

*Ecological Issues – Chapter 2: Hydrogen Production Processes.* Energy Department GOSE, UNESP.

Wang, X. (2019). Xiaoting Wang, Allen Barnett - The Evolving Value of Photovoltaic Module Efficiency. *Applied Sciences*, Appl. Sci. 2019, 9, 1227; doi:10.3390/app9061227.

Wikipedia. (2021a). *Wikipedia*. Obtido de Wikipedia: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Densidade\\_de\\_energia](https://pt.wikipedia.org/wiki/Densidade_de_energia)

World Nuclear Association. (2021a). *World Nuclear Association*. Obtido de World Nuclear Association: <https://www.world-nuclear.org/nuclear-essentials.aspx>

World Nuclear Association. (2021b). *World Nuclear Association*. Obtido de World Nuclear Association: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/uranium-mining-overview.aspx>

## ANEXO I – Tabela Periódica

1A	2A	3A	4A	5A	6A	7A	8A		
1 <b>H</b> Hidrogénio	2 <b>He</b> Hélio	3 <b>Li</b> Lítio	4 <b>Be</b> Berílio	5 <b>B</b> Boro	6 <b>C</b> Carbono	7 <b>N</b> Nitrogénio	8 <b>O</b> Oxigénio	9 <b>F</b> Fluor	10 <b>Ne</b> Neónio
11 <b>Na</b> Sódio	12 <b>Mg</b> Magnésio	13 <b>Al</b> Alumínio	14 <b>Si</b> Silício	15 <b>P</b> Fósforo	16 <b>S</b> Enxofre	17 <b>Cl</b> Cloro	18 <b>Ar</b> Argénio	19 <b>K</b> Potássio	20 <b>Ca</b> Cálcio
37 <b>Rb</b> Rubídio	38 <b>Sr</b> Estrôncio	39 <b>Y</b> Ítrio	40 <b>Zr</b> Zircónio	41 <b>Nb</b> Níbio	42 <b>Mo</b> Molibdénio	43 <b>Tc</b> Tecnécio	44 <b>Ru</b> Ruténio	45 <b>Rh</b> Ródio	46 <b>Pd</b> Paládio
55 <b>Cs</b> Césio	56 <b>Ba</b> Bário	57-71 * Lantânio	72 <b>Hf</b> Háfnio	73 <b>Ta</b> Tântalo	74 <b>W</b> Tungsténio	75 <b>Re</b> Rénio	76 <b>Os</b> Ósmio	77 <b>Ir</b> Írídio	78 <b>Pt</b> Platina
87 <b>Fr</b> Frâncio	88 <b>Ra</b> Rádio	89-103 ** Actínio	104 <b>Rf</b> Rutherfordio...	105 <b>Db</b> Dubnio	106 <b>Sg</b> Seabórgio	107 <b>Bh</b> Bóhrio	108 <b>Hs</b> Hátsio	109 <b>Mt</b> Meitnério	110 <b>Ds</b> Darmstádio
137 <b>Fr</b> Frâncio	138 <b>Ra</b> Rádio	139-153 ** Actínio	154 <b>Rf</b> Rutherfordio...	155 <b>Db</b> Dubnio	156 <b>Sg</b> Seabórgio	157 <b>Bh</b> Bóhrio	158 <b>Hs</b> Hátsio	159 <b>Mt</b> Meitnério	160 <b>Ds</b> Darmstádio
167 <b>Fr</b> Frâncio	168 <b>Ra</b> Rádio	169-183 ** Actínio	184 <b>Rf</b> Rutherfordio...	185 <b>Db</b> Dubnio	186 <b>Sg</b> Seabórgio	187 <b>Bh</b> Bóhrio	188 <b>Hs</b> Hátsio	189 <b>Mt</b> Meitnério	190 <b>Ds</b> Darmstádio
197 <b>Fr</b> Frâncio	198 <b>Ra</b> Rádio	199-213 ** Actínio	214 <b>Rf</b> Rutherfordio...	215 <b>Db</b> Dubnio	216 <b>Sg</b> Seabórgio	217 <b>Bh</b> Bóhrio	218 <b>Hs</b> Hátsio	219 <b>Mt</b> Meitnério	220 <b>Ds</b> Darmstádio
227 <b>Fr</b> Frâncio	228 <b>Ra</b> Rádio	229-243 ** Actínio	244 <b>Rf</b> Rutherfordio...	245 <b>Db</b> Dubnio	246 <b>Sg</b> Seabórgio	247 <b>Bh</b> Bóhrio	248 <b>Hs</b> Hátsio	249 <b>Mt</b> Meitnério	250 <b>Ds</b> Darmstádio
267 <b>Fr</b> Frâncio	268 <b>Ra</b> Rádio	269-283 ** Actínio	284 <b>Rf</b> Rutherfordio...	285 <b>Db</b> Dubnio	286 <b>Sg</b> Seabórgio	287 <b>Bh</b> Bóhrio	288 <b>Hs</b> Hátsio	289 <b>Mt</b> Meitnério	290 <b>Ds</b> Darmstádio
287 <b>Fr</b> Frâncio	288 <b>Ra</b> Rádio	289-303 ** Actínio	304 <b>Rf</b> Rutherfordio...	305 <b>Db</b> Dubnio	306 <b>Sg</b> Seabórgio	307 <b>Bh</b> Bóhrio	308 <b>Hs</b> Hátsio	309 <b>Mt</b> Meitnério	310 <b>Ds</b> Darmstádio
317 <b>Fr</b> Frâncio	318 <b>Ra</b> Rádio	319-333 ** Actínio	334 <b>Rf</b> Rutherfordio...	335 <b>Db</b> Dubnio	336 <b>Sg</b> Seabórgio	337 <b>Bh</b> Bóhrio	338 <b>Hs</b> Hátsio	339 <b>Mt</b> Meitnério	340 <b>Ds</b> Darmstádio
327 <b>Fr</b> Frâncio	328 <b>Ra</b> Rádio	329-343 ** Actínio	344 <b>Rf</b> Rutherfordio...	345 <b>Db</b> Dubnio	346 <b>Sg</b> Seabórgio	347 <b>Bh</b> Bóhrio	348 <b>Hs</b> Hátsio	349 <b>Mt</b> Meitnério	350 <b>Ds</b> Darmstádio
337 <b>Fr</b> Frâncio	338 <b>Ra</b> Rádio	339-353 ** Actínio	354 <b>Rf</b> Rutherfordio...	355 <b>Db</b> Dubnio	356 <b>Sg</b> Seabórgio	357 <b>Bh</b> Bóhrio	358 <b>Hs</b> Hátsio	359 <b>Mt</b> Meitnério	360 <b>Ds</b> Darmstádio
347 <b>Fr</b> Frâncio	348 <b>Ra</b> Rádio	349-363 ** Actínio	364 <b>Rf</b> Rutherfordio...	365 <b>Db</b> Dubnio	366 <b>Sg</b> Seabórgio	367 <b>Bh</b> Bóhrio	368 <b>Hs</b> Hátsio	369 <b>Mt</b> Meitnério	370 <b>Ds</b> Darmstádio
357 <b>Fr</b> Frâncio	358 <b>Ra</b> Rádio	359-373 ** Actínio	374 <b>Rf</b> Rutherfordio...	375 <b>Db</b> Dubnio	376 <b>Sg</b> Seabórgio	377 <b>Bh</b> Bóhrio	378 <b>Hs</b> Hátsio	379 <b>Mt</b> Meitnério	380 <b>Ds</b> Darmstádio
367 <b>Fr</b> Frâncio	368 <b>Ra</b> Rádio	369-383 ** Actínio	384 <b>Rf</b> Rutherfordio...	385 <b>Db</b> Dubnio	386 <b>Sg</b> Seabórgio	387 <b>Bh</b> Bóhrio	388 <b>Hs</b> Hátsio	389 <b>Mt</b> Meitnério	390 <b>Ds</b> Darmstádio
377 <b>Fr</b> Frâncio	378 <b>Ra</b> Rádio	379-393 ** Actínio	394 <b>Rf</b> Rutherfordio...	395 <b>Db</b> Dubnio	396 <b>Sg</b> Seabórgio	397 <b>Bh</b> Bóhrio	398 <b>Hs</b> Hátsio	399 <b>Mt</b> Meitnério	400 <b>Ds</b> Darmstádio
387 <b>Fr</b> Frâncio	388 <b>Ra</b> Rádio	389-403 ** Actínio	404 <b>Rf</b> Rutherfordio...	405 <b>Db</b> Dubnio	406 <b>Sg</b> Seabórgio	407 <b>Bh</b> Bóhrio	408 <b>Hs</b> Hátsio	409 <b>Mt</b> Meitnério	410 <b>Ds</b> Darmstádio
397 <b>Fr</b> Frâncio	398 <b>Ra</b> Rádio	399-413 ** Actínio	414 <b>Rf</b> Rutherfordio...	415 <b>Db</b> Dubnio	416 <b>Sg</b> Seabórgio	417 <b>Bh</b> Bóhrio	418 <b>Hs</b> Hátsio	419 <b>Mt</b> Meitnério	420 <b>Ds</b> Darmstádio
407 <b>Fr</b> Frâncio	408 <b>Ra</b> Rádio	409-423 ** Actínio	424 <b>Rf</b> Rutherfordio...	425 <b>Db</b> Dubnio	426 <b>Sg</b> Seabórgio	427 <b>Bh</b> Bóhrio	428 <b>Hs</b> Hátsio	429 <b>Mt</b> Meitnério	430 <b>Ds</b> Darmstádio
417 <b>Fr</b> Frâncio	418 <b>Ra</b> Rádio	419-433 ** Actínio	434 <b>Rf</b> Rutherfordio...	435 <b>Db</b> Dubnio	436 <b>Sg</b> Seabórgio	437 <b>Bh</b> Bóhrio	438 <b>Hs</b> Hátsio	439 <b>Mt</b> Meitnério	440 <b>Ds</b> Darmstádio
427 <b>Fr</b> Frâncio	428 <b>Ra</b> Rádio	429-443 ** Actínio	444 <b>Rf</b> Rutherfordio...	445 <b>Db</b> Dubnio	446 <b>Sg</b> Seabórgio	447 <b>Bh</b> Bóhrio	448 <b>Hs</b> Hátsio	449 <b>Mt</b> Meitnério	450 <b>Ds</b> Darmstádio
437 <b>Fr</b> Frâncio	438 <b>Ra</b> Rádio	439-453 ** Actínio	454 <b>Rf</b> Rutherfordio...	455 <b>Db</b> Dubnio	456 <b>Sg</b> Seabórgio	457 <b>Bh</b> Bóhrio	458 <b>Hs</b> Hátsio	459 <b>Mt</b> Meitnério	460 <b>Ds</b> Darmstádio
447 <b>Fr</b> Frâncio	448 <b>Ra</b> Rádio	449-463 ** Actínio	464 <b>Rf</b> Rutherfordio...	465 <b>Db</b> Dubnio	466 <b>Sg</b> Seabórgio	467 <b>Bh</b> Bóhrio	468 <b>Hs</b> Hátsio	469 <b>Mt</b> Meitnério	470 <b>Ds</b> Darmstádio
457 <b>Fr</b> Frâncio	458 <b>Ra</b> Rádio	459-473 ** Actínio	474 <b>Rf</b> Rutherfordio...	475 <b>Db</b> Dubnio	476 <b>Sg</b> Seabórgio	477 <b>Bh</b> Bóhrio	478 <b>Hs</b> Hátsio	479 <b>Mt</b> Meitnério	480 <b>Ds</b> Darmstádio
467 <b>Fr</b> Frâncio	468 <b>Ra</b> Rádio	469-483 ** Actínio	484 <b>Rf</b> Rutherfordio...	485 <b>Db</b> Dubnio	486 <b>Sg</b> Seabórgio	487 <b>Bh</b> Bóhrio	488 <b>Hs</b> Hátsio	489 <b>Mt</b> Meitnério	490 <b>Ds</b> Darmstádio
477 <b>Fr</b> Frâncio	478 <b>Ra</b> Rádio	479-493 ** Actínio	494 <b>Rf</b> Rutherfordio...	495 <b>Db</b> Dubnio	496 <b>Sg</b> Seabórgio	497 <b>Bh</b> Bóhrio	498 <b>Hs</b> Hátsio	499 <b>Mt</b> Meitnério	500 <b>Ds</b> Darmstádio
487 <b>Fr</b> Frâncio	488 <b>Ra</b> Rádio	489-503 ** Actínio	504 <b>Rf</b> Rutherfordio...	505 <b>Db</b> Dubnio	506 <b>Sg</b> Seabórgio	507 <b>Bh</b> Bóhrio	508 <b>Hs</b> Hátsio	509 <b>Mt</b> Meitnério	510 <b>Ds</b> Darmstádio
497 <b>Fr</b> Frâncio	498 <b>Ra</b> Rádio	499-513 ** Actínio	514 <b>Rf</b> Rutherfordio...	515 <b>Db</b> Dubnio	516 <b>Sg</b> Seabórgio	517 <b>Bh</b> Bóhrio	518 <b>Hs</b> Hátsio	519 <b>Mt</b> Meitnério	520 <b>Ds</b> Darmstádio
507 <b>Fr</b> Frâncio	508 <b>Ra</b> Rádio	509-523 ** Actínio	524 <b>Rf</b> Rutherfordio...	525 <b>Db</b> Dubnio	526 <b>Sg</b> Seabórgio	527 <b>Bh</b> Bóhrio	528 <b>Hs</b> Hátsio	529 <b>Mt</b> Meitnério	530 <b>Ds</b> Darmstádio
517 <b>Fr</b> Frâncio	518 <b>Ra</b> Rádio	519-533 ** Actínio	534 <b>Rf</b> Rutherfordio...	535 <b>Db</b> Dubnio	536 <b>Sg</b> Seabórgio	537 <b>Bh</b> Bóhrio	538 <b>Hs</b> Hátsio	539 <b>Mt</b> Meitnério	540 <b>Ds</b> Darmstádio
527 <b>Fr</b> Frâncio	528 <b>Ra</b> Rádio	529-543 ** Actínio	544 <b>Rf</b> Rutherfordio...	545 <b>Db</b> Dubnio	546 <b>Sg</b> Seabórgio	547 <b>Bh</b> Bóhrio	548 <b>Hs</b> Hátsio	549 <b>Mt</b> Meitnério	550 <b>Ds</b> Darmstádio
537 <b>Fr</b> Frâncio	538 <b>Ra</b> Rádio	539-553 ** Actínio	554 <b>Rf</b> Rutherfordio...	555 <b>Db</b> Dubnio	556 <b>Sg</b> Seabórgio	557 <b>Bh</b> Bóhrio	558 <b>Hs</b> Hátsio	559 <b>Mt</b> Meitnério	560 <b>Ds</b> Darmstádio
547 <b>Fr</b> Frâncio	548 <b>Ra</b> Rádio	549-563 ** Actínio	564 <b>Rf</b> Rutherfordio...	565 <b>Db</b> Dubnio	566 <b>Sg</b> Seabórgio	567 <b>Bh</b> Bóhrio	568 <b>Hs</b> Hátsio	569 <b>Mt</b> Meitnério	570 <b>Ds</b> Darmstádio
557 <b>Fr</b> Frâncio	558 <b>Ra</b> Rádio	559-573 ** Actínio	574 <b>Rf</b> Rutherfordio...	575 <b>Db</b> Dubnio	576 <b>Sg</b> Seabórgio	577 <b>Bh</b> Bóhrio	578 <b>Hs</b> Hátsio	579 <b>Mt</b> Meitnério	580 <b>Ds</b> Darmstádio
567 <b>Fr</b> Frâncio	568 <b>Ra</b> Rádio	569-583 ** Actínio	584 <b>Rf</b> Rutherfordio...	585 <b>Db</b> Dubnio	586 <b>Sg</b> Seabórgio	587 <b>Bh</b> Bóhrio	588 <b>Hs</b> Hátsio	589 <b>Mt</b> Meitnério	590 <b>Ds</b> Darmstádio
577 <b>Fr</b> Frâncio	578 <b>Ra</b> Rádio	579-593 ** Actínio	594 <b>Rf</b> Rutherfordio...	595 <b>Db</b> Dubnio	596 <b>Sg</b> Seabórgio	597 <b>Bh</b> Bóhrio	598 <b>Hs</b> Hátsio	599 <b>Mt</b> Meitnério	600 <b>Ds</b> Darmstádio
587 <b>Fr</b> Frâncio	588 <b>Ra</b> Rádio	589-603 ** Actínio	604 <b>Rf</b> Rutherfordio...	605 <b>Db</b> Dubnio	606 <b>Sg</b> Seabórgio	607 <b>Bh</b> Bóhrio	608 <b>Hs</b> Hátsio	609 <b>Mt</b> Meitnério	610 <b>Ds</b> Darmstádio
597 <b>Fr</b> Frâncio	598 <b>Ra</b> Rádio	599-613 ** Actínio	614 <b>Rf</b> Rutherfordio...	615 <b>Db</b> Dubnio	616 <b>Sg</b> Seabórgio	617 <b>Bh</b> Bóhrio	618 <b>Hs</b> Hátsio	619 <b>Mt</b> Meitnério	620 <b>Ds</b> Darmstádio
607 <b>Fr</b> Frâncio	608 <b>Ra</b> Rádio	609-623 ** Actínio	624 <b>Rf</b> Rutherfordio...	625 <b>Db</b> Dubnio	626 <b>Sg</b> Seabórgio	627 <b>Bh</b> Bóhrio	628 <b>Hs</b> Hátsio	629 <b>Mt</b> Meitnério	630 <b>Ds</b> Darmstádio
617 <b>Fr</b> Frâncio	618 <b>Ra</b> Rádio	619-633 ** Actínio	634 <b>Rf</b> Rutherfordio...	635 <b>Db</b> Dubnio	636 <b>Sg</b> Seabórgio	637 <b>Bh</b> Bóhrio	638 <b>Hs</b> Hátsio	639 <b>Mt</b> Meitnério	640 <b>Ds</b> Darmstádio
627 <b>Fr</b> Frâncio	628 <b>Ra</b> Rádio	629-643 ** Actínio	644 <b>Rf</b> Rutherfordio...	645 <b>Db</b> Dubnio	646 <b>Sg</b> Seabórgio	647 <b>Bh</b> Bóhrio	648 <b>Hs</b> Hátsio	649 <b>Mt</b> Meitnério	650 <b>Ds</b> Darmstádio
637 <b>Fr</b> Frâncio	638 <b>Ra</b> Rádio	639-653 ** Actínio	654 <b>Rf</b> Rutherfordio...	655 <b>Db</b> Dubnio	656 <b>Sg</b> Seabórgio	657 <b>Bh</b> Bóhrio	658 <b>Hs</b> Hátsio	659 <b>Mt</b> Meitnério	660 <b>Ds</b> Darmstádio
647 <b>Fr</b> Frâncio	648 <b>Ra</b> Rádio	649-663 ** Actínio	664 <b>Rf</b> Rutherfordio...	665 <b>Db</b> Dubnio	666 <b>Sg</b> Seabórgio	667 <b>Bh</b> Bóhrio	668 <b>Hs</b> Hátsio	669 <b>Mt</b> Meitnério	670 <b>Ds</b> Darmstádio
657 <b>Fr</b> Frâncio	658 <b>Ra</b> Rádio	659-673 ** Actínio	674 <b>Rf</b> Rutherfordio...	675 <b>Db</b> Dubnio	676 <b>Sg</b> Seabórgio	677 <b>Bh</b> Bóhrio	678 <b>Hs</b> Hátsio	679 <b>Mt</b> Meitnério	680 <b>Ds</b> Darmstádio
667 <b>Fr</b> Frâncio	668 <b>Ra</b> Rádio	669-683 ** Actínio	684 <b>Rf</b> Rutherfordio...	685 <b>Db</b> Dubnio	686 <b>Sg</b> Seabórgio	687 <b>Bh</b> Bóhrio	688 <b>Hs</b> Hátsio	689 <b>Mt</b> Meitnério	690 <b>Ds</b> Darmstádio
677 <b>Fr</b> Frâncio	678 <b>Ra</b> Rádio	679-693 ** Actínio	694 <b>Rf</b> Rutherfordio...	695 <b>Db</b> Dubnio	696 <b>Sg</b> Seabórgio	697 <b>Bh</b> Bóhrio	698 <b>Hs</b> Hátsio	699 <b>Mt</b> Meitnério	700 <b>Ds</b> Darmstádio
687 <b>Fr</b> Frâncio	688 <b>Ra</b> Rádio	689-703 ** Actínio	704 <b>Rf</b> Rutherfordio...	705 <b>Db</b> Dubnio	706 <b>Sg</b> Seabórgio	707 <b>Bh</b> Bóhrio	708 <b>Hs</b> Hátsio	709 <b>Mt</b> Meitnério	710 <b>Ds</b> Darmstádio
697 <b>Fr</b> Frâncio	698 <b>Ra</b> Rádio	699-713 ** Actínio	714 <b>Rf</b> Rutherfordio...	715 <b>Db</b> Dubnio	716 <b>Sg</b> Seabórgio	717 <b>Bh</b> Bóhrio	718 <b>Hs</b> Hátsio	719 <b>Mt</b> Meitnério	720 <b>Ds</b> Darmstádio
707 <b>Fr</b> Frâncio	708 <b>Ra</b> Rádio	709-723 ** Actínio	724 <b>Rf</b> Rutherfordio...	725 <b>Db</b> Dubnio	726 <b>Sg</b> Seabórgio	727 <b>Bh</b> Bóhrio	728 <b>Hs</b> Hátsio	729 <b>Mt</b> Meitnério	730 <b>Ds</b> Darmstádio
717 <b>Fr</b> Frâncio	718 <b>Ra</b> Rádio	719-733 ** Actínio	734 <b>Rf</b> Rutherfordio...	735 <b>Db</b> Dubnio	736 <b>Sg</b> Seabórgio	737 <b>Bh</b> Bóhrio	738 <b>Hs</b> Hátsio	739 <b>Mt</b> Meitnério	740 <b>Ds</b> Darmstádio
727 <b>Fr</b> Frâncio	728 <b>Ra</b> Rádio	729-743 ** Actínio	744 <b>Rf</b> Rutherfordio...	745 <b>Db</b> Dubnio	746 <b>Sg</b> Seabórgio	747 <b>Bh</b> Bóhrio	748 <b>Hs</b> Hátsio	749 <b>Mt</b> Meitnério	750 <b>Ds</b> Darmstádio
737 <b>Fr</b> Frâncio	738 <b>Ra</b> Rádio								