



# **Análise da viabilidade económica da produção de hidrogénio verde por energia solar e eólica**

**Tiago de Andrade Lucas Mendes Alves**  
(Licenciado em Engenharia de Máquinas Marítimas)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão Industrial

**Orientadores:**

Doutor João Nuno Pinto Miranda Garcia  
Doutor António João Pina da Costa Feliciano Abreu

**Júri:**

**Presidente:**

Doutor Vítor Manuel Rodrigues Anes

**Vogais:**

Doutor Rogério José da Silva Correia Duarte

Doutor João Nuno Pinto Miranda Garcia

**Novembro 2024**

Esta página foi propositadamente deixada em branco

# **Análise da viabilidade económica da produção de hidrogénio verde por energia solar e eólica**

**Tiago de Andrade Lucas Mendes Alves**  
(Licenciado em Engenharia de Máquinas Marítimas)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão Industrial

Orientadores:

Doutor João Nuno Pinto Miranda Garcia  
Doutor António João Pina da Costa Feliciano Abreu

Júri:

Presidente:

Doutor Vítor Manuel Rodrigues Anes  
Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Politécnico de Lisboa

Vogais:

Doutor Rogério José da Silva Correia Duarte  
Instituto Politécnico de Setúbal

Doutor João Nuno Pinto Miranda Garcia  
Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Politécnico de Lisboa

**Novembro 2024**

Esta página foi propositadamente deixada em branco

# Agradecimentos

A conclusão do mestrado e, por sua vez, a elaboração desta dissertação não teria sido possível sem o apoio de várias pessoas que, de uma forma ou de outra, estiveram sempre ao meu lado. Gostaria de dedicar esta secção a essas pessoas, expressando a minha gratidão, que contribuíram para este momento tão importante.

Em primeiro lugar, quero agradecer à minha família. À minha mãe e ao meu pai, que sempre acreditaram em mim e me deram forças para continuar a fazer por alcançar os meus objetivos. Aos meus avós, pelo apoio, paciência e especialmente pela compreensão durante os momentos de ausência. Ao meu irmão e ao meu primo, por serem uma constante fonte de alegria e por me lembrarem sempre da importância de manter os pés no chão e focar-me no que mais importa. As vossas palavras de encorajamento e de carinho foram fundamentais para que fosse possível alcançar este objetivo.

Aos meus amigos, um agradecimento sincero. Obrigado por me acompanharem ao longo deste percurso, por entenderem as minhas ausências e pelo constante apoio e amizade. A vossa presença e as vossas palavras de conforto foram fundamentais durante os momentos mais desafiadores. Agradeço especialmente a todos os amigos que se disponibilizaram para rever e discutir algumas partes do meu trabalho, oferecendo críticas construtivas que foram essenciais para a melhoria da minha tese. A vossa generosidade de espírito e o vosso compromisso com a minha felicidade são algo que nunca esquecerei.

Aos meus colegas de curso, quero também deixar uma palavra de agradecimento. Partilhámos juntos este percurso académico, no qual encontro conforto ao saber que, ao longo destes anos, formámos uma verdadeira comunidade de apoio mútuo. Todos os debates intelectuais e todos os momentos de descontração foram vitais para que conseguisse manter o espírito de camaradagem e a motivação para a conclusão deste percurso. Obrigado por todas as trocas de ideias, pela ajuda nos momentos de dúvida e pelas palavras de incentivo quando mais precisei. A vocês que partilharam este percurso comigo, obrigado.

Um agradecimento aos meus orientadores de tese, Professor Doutor João Nuno Pinto Miranda Garcia e Professor Doutor António João Pina da Costa Feliciano Abreu. A sua orientação foi crucial para o desenvolvimento deste trabalho. Obrigado pelas horas que dedicou a ler e comentar os meus rascunhos, pelas sugestões valiosas que contribuíram

significativamente para a qualidade final desta tese e, sobretudo, pela paciência e compreensão demonstradas ao longo de todo este processo.

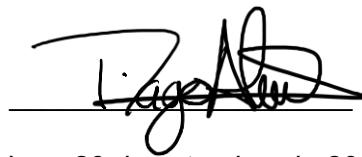
Por fim, agradeço a todos aqueles que, de uma forma ou de outra, contribuíram para que pudesse chegar a este momento. Esta conquista é, sem dúvida, o resultado de um esforço coletivo, e é com o coração cheio de gratidão que encerro esta etapa da minha vida. A todos, o meu mais sincero obrigado.

Esta página foi propositadamente deixada em branco

## Declaração de integridade

Declaro que esta(e) dissertação é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes listadas nas referências bibliográficas foram consultadas e estão devidamente mencionadas no texto. Mais declaro que todas as referências científicas e técnicas relevantes para o desenvolvimento do trabalho estão devidamente citadas e constam das referências bibliográficas.

O autor

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'L. Aguiar', written over a horizontal line.

Lisboa, 20 de setembro de 2024

Esta página foi propositadamente deixada em branco

# Resumo

O hidrogénio é amplamente reconhecido como uma potência energética o qual apresenta um grande potencial de poder desempenhar um papel crucial na redução das emissões dos gases de efeito de estufa, contribuindo significativamente para a mitigação das alterações climáticas. Recorrendo a fontes de energia renováveis, como a energia solar e a energia eólica, para a produção de hidrogénio, é possível alcançar uma forma de energia limpa e sustentável, alinhada com as metas globais de sustentabilidade.

O presente documento tem como objetivo avaliar a viabilidade económica da produção de hidrogénio utilizando energia solar e eólica, uma grande questão de grande relevância no contexto atual de transição energética e descarbonização das economias. No mesmo são abordadas as várias tecnologias de produção de hidrogénio, focando-se especialmente na eletrólise da água, um processo no qual se utiliza energia elétrica para dividir a água em hidrogénio e oxigénio. Ao utilizar energia elétrica proveniente de fontes renováveis o hidrogénio produzido é denominado de “hidrogénio verde”, distinguindo-se de outras formas de produção de hidrogénio.

Neste documento é ainda analisado o estado atual da tecnologia de eletrólise, bem como as barreiras tecnológicas, que necessitam de ser superadas, e os seus custos associados. Para a análise da viabilidade económica, foram considerados vários fatores que influenciam os custos e os benefícios da produção de hidrogénio verde, entre estes encontram-se os custos de operacionais e de manutenção, assim como os custos de transporte e armazenamento do hidrogénio.

Por fim, neste documento é apresentada uma conclusão que sumariza e reflete sobre os pontos analisados, considerando os benefícios a longo prazo do hidrogénio verde e desenvolvimentos necessários para o setor de modo que o mesmo possa ser mais viável num futuro onde se pretende alcançar uma pegada neutra de carbono e mitigar as alterações climáticas, para um futuro mais sustentável e resiliente.

**Palavras-Chave:** Hidrogénio Verde, Transição Energética, Produção de Energia, Sustentabilidade Energética, Viabilidade Económica.

# Abstract

Hydrogen is widely recognized as an energy powerhouse with great potential to play a crucial role in reducing greenhouse gas emissions, significantly contributing to the mitigation of climate change. By using renewable energy sources, such as solar and wind power, for hydrogen production, it is possible to achieve a clean and sustainable form of energy, aligned with global sustainability goals.

This document aims to assess the economic feasibility of hydrogen production using solar and wind energy, a highly relevant issue in the current context of energy transition and the decarbonization of economies. It addresses the various technologies for hydrogen production, focusing especially on water electrolysis, a process in which electrical energy is used to split water into hydrogen and oxygen. When electricity from renewable sources is used, the hydrogen produced is referred to as 'green hydrogen,' distinguishing it from other forms of hydrogen production.

This document also analyzes the current state of electrolysis technology, the technological barriers that need to be overcome, and the associated costs. For the analysis of economic feasibility, several factors influencing the costs and benefits of green hydrogen production were considered, including operational and maintenance costs, as well as transportation and storage costs.

Finally, this document presents a conclusion that summarizes and reflects on the points analyzed, considering the long-term benefits of green hydrogen and the necessary developments for the sector to become more viable in a future aimed at achieving a carbon-neutral footprint and mitigating climate change, towards a more sustainable and resilient future.

**Key Words:** Green Hydrogen, Energy Transition, Energy Production, Energy Sustainability, Economic Feasibility.

# Índice de Conteúdos

Agradecimentos .....	i
Resumo.....	vi
Abstract.....	vii
Índice de figuras.....	xiii
Índice de Tabelas .....	xv
Lista de Siglas.....	xvii
1. O Potencial do Hidrogénio como Fonte de Energia Sustentável.....	1
1.1. Profundas reduções de emissões nos setores de difícil descarbonização. 3	
1.1.1. Capacidade de contribuição para uma gama mais ampla de objetivos políticos. 4	
1.1.2. Ajuda e garantia para um contínuo crescimento da energia renovável. 5	
1.1.3. Benefícios do desenvolvimento de tecnologias para energias limpas 6	
1.2. Desafios .....	8
1.2.1. Desafio 1 – Incertezas Políticas e Tecnológicas.....	8
1.2.2. Desafio 2 – A complexidade da cadeia de valores e as necessidades de infraestruturas.....	9
1.2.3. Desafio 3 – Regulamentações, normas e aceitação .....	10
1.3. O papel crucial dos Governos.....	11
2. Hidrogénio e Energia.....	13
2.1. Produção e aplicação de hidrogénio.....	13
2.2. Hidrogénio como Energia .....	14
2.2.1. Diferença entre o hidrogénio, combustíveis e matérias-primas à base de hidrogénio.....	15
2.2.2. Variantes do Hidrogénio.....	15
2.2.3. Propriedades do Hidrogénio .....	17
2.2.4. Riscos e Segurança.....	18
3. Produção de hidrogénio e de produtos à base de hidrogénio.....	20
3.1. Produção de hidrogénio na atualidade .....	20

3.2.	Hidrogénio por Gás Natural .....	21
3.2.1.	Opções tecnológicas para hidrogénio com baixo carbono .....	21
3.3.	Custos da produção de hidrogénio a partir de gás natural.....	22
3.4.	Produção de hidrogénio a partir de água e eletricidade .....	23
3.5.	Opções Tecnológicas.....	24
3.5.1.	Eletrólise Alcalina.....	25
3.5.2.	Eletrólise PEM .....	25
3.5.3.	Eletrólise de células de óxido sólido (SOECs) .....	26
3.6.	Custos da produção de hidrogénio a partir de água e eletricidade .....	27
3.7.	Hidrogénio a partir do carvão.....	30
3.7.1.	Opções Tecnológicas.....	30
3.7.2.	Custos da produção de hidrogénio a partir do carvão .....	31
3.8.	Hidrogénio a partir de biomassa .....	31
3.9.	Produção de hidrogénio por processos alternativos .....	32
4.	Armazenamento, transmissão e distribuição do hidrogénio.....	36
4.1.	Armazenamento de hidrogénio.....	37
4.1.1.	Armazenamento Geológico.....	37
4.1.2.	Tanques de armazenamento.....	38
5.	Transmissão e distribuição do hidrogénio.....	40
5.1.	Misturar hidrogénio nas condutas de gás natural.....	40
5.1.1.	Novas infraestruturas de distribuição e de transmissão .....	43
5.1.2.	Transmissão de longa distância .....	43
5.1.3.	Custos da transmissão para longas distâncias .....	44
5.1.4.	Distribuição local.....	45
5.1.5.	Custos de distribuição local .....	46
5.2.	Custo total do transporte e armazenamento do hidrogénio.....	47
6.	Oportunidades para o hidrogénio nos transportes, edifícios e energia .....	50
6.1.	Hidrogénio como uma base para combustível limpo utilizado em transportes	

6.2.	Hidrogénio na produção de energia e de armazenamento de eletricidade	52
6.2.1.	Utilização de hidrogénio no setor de energia .....	52
6.2.2.	Futuro potencial para a procura de energia produzida a partir de hidrogénio no setor energético.....	54
6.2.3.	Armazenamento em larga escala e a longo termo .....	56
7.	Casos de estudo .....	58
7.1.	Parque Fotovoltaico.....	58
7.1.1.	Investimentos Iniciais (CAPEX).....	58
7.1.2.	Custos Operacionais (OPEX) .....	58
7.1.3.	Custos de Energia .....	59
7.1.4.	Custos da Água .....	60
7.1.5.	Viabilidade Económica.....	60
7.1.6.	Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico de 1MW .....	61
7.1.7.	Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico 100MW .....	62
7.2.	Parque Eólico .....	62
7.2.1.	Investimentos Iniciais (CAPEX).....	62
7.2.2.	Custos Operacionais (OPEX) .....	63
7.2.3.	Eficiência de Produção .....	63
7.2.4.	Custos de Energia .....	63
7.2.5.	Custos da Água .....	64
7.2.6.	Viabilidade Económica.....	64
7.2.7.	Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico 1MW .....	64
7.2.8.	Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico 100MW .....	65
8.	Análise de resultados .....	67
8.1.	Parque Fotovoltaico, 1MW .....	67
8.1.1.	Produção de Hidrogénio .....	67
8.1.2.	Valor Atual Líquido (VAL) .....	68
8.1.3.	Período de Recuperação do Investimento (PRI) .....	68
8.1.4.	Retorno de Investimento (ROI) .....	68

8.1.5.	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	69
8.1.6.	Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio (LCOH) .....	69
8.2.	Parque Fotovoltaico, 100MW.....	69
8.2.1.	Produção de Hidrogênio .....	70
8.2.2.	Valor Atual Líquido (VAL) .....	70
8.2.3.	Período de Recuperação do Investimento (PRI).....	71
8.2.4.	Retorno de Investimento (ROI) .....	71
8.2.5.	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	71
8.2.6.	Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio (LCOH) .....	71
8.3.	Parque Eólico, 1MW .....	72
8.3.1.	Produção de Hidrogênio .....	72
8.3.2.	Valor Atual Líquido (VAL) .....	72
8.3.3.	Período de Recuperação do Investimento (PRI).....	73
8.3.4.	Retorno de Investimento (ROI) .....	73
8.3.5.	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	73
8.3.6.	Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio (LCOH) .....	73
8.4.	Parque Eólico, 100MW .....	74
8.4.1.	Produção de Hidrogênio .....	74
8.4.2.	Valor Atual Líquido (VAL) .....	74
8.4.3.	Período de Recuperação do Investimento (PRI).....	75
8.4.4.	Retorno de Investimento (ROI) .....	75
8.4.5.	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	75
8.4.6.	Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio (LCOH) .....	75
9.	Conclusão e Trabalhos Futuros.....	76
9.1.	Trabalhos Futuros.....	77
9.2.	Conclusão Final.....	78
	Referências Bibliográficas .....	79
	Apêndices .....	91
	[1] Cálculos, Parque Fotovoltaico, 1MW .....	91

[2] Cálculo do VAL, produção mais baixa (Parque Fotovoltaico, 1MW).....	93
[3] Cálculo da TIR, produção mínima (Parque Fotovoltaico, 1MW).....	94
[4] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Fotovoltaico, 1MW).....	95
[5] Cálculo da TIR, produção máxima (Parque Fotovoltaico, 1MW).....	96
[6] Cálculo do LCOH, Parque Fotovoltaico 1MW.....	97
[7] Cálculos, Parque Fotovoltaico, 100MW.....	98
[8] Cálculo do VAL, produção mínima (Parque Fotovoltaico, 100MW).....	100
[9] Cálculo da TIR, produção mínima (Parque Fotovoltaico, 100MW).....	101
[10] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Fotovoltaico, 100MW)...	102
[11] Cálculo da TIR, produção mais elevada (Parque Fotovoltaico, 1MW).....	103
[12] Cálculo do LCOH, Parque Fotovoltaico 100MW.....	104
[13] Caso de estudo Parque Eólico, 1MW.....	105
[14] Cálculo do VAL, produção mais baixa (Parque Eólico, 1MW).....	107
[15] Cálculo da TIR, produção mais baixa (Parque Eólico, 1MW).....	108
[16] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Eólico, 1MW).....	109
[17] Cálculo da TIR, produção mais Elevada (Parque Eólico, 1MW).....	110
[18] Cálculo do LCOH, Parque Eólico 1MW.....	111
[19] Caso de estudo Parque Eólico, 100MW.....	112
[20] Cálculo do VAL, produção mínima (Parque Eólico, 100MW).....	114
[21] Cálculo da TIR, produção mínima (Parque Eólico, 100MW).....	115
[22] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Eólico, 100MW).....	116
[23] Cálculo da TIR, produção mais elevada (Parque Eólico, 100MW).....	117
[24] Cálculo do LCOH, Parque Eólico 100MW.....	118

# Índice de figuras

Figura 1-1 - Procura global de hidrogénio, desde 1975. Fonte: IEA 2019.....	2
Figura 1-2 - Políticas que suporta diretamente a utilização de hidrogénio. Fonte: IEA 2019 .....	2
Figura 1-3 - Orçamentos dos países destinados à pesquisa e desenvolvimento de hidrogénio. Fonte: IEA, 2019 .....	3
Figura 1-4 – Capacidade de novos projetos para a produção de hidrogénio para a produção de energia e para propósitos climáticos por tecnologia e datas de início. Fonte:(IEA, 2018) .....	7
Figura 1-5 - Cadeias de valor do hidrogénio. Fonte: Emerson Electric Co., 2024 ...	10
Figura 2-1 - Cadeia de valores do hidrogénio Fonte: (IEA, 2019).....	13
Figura 2-2 - Diferentes tipos de Hidrogénio Fonte: (Investment Tax Credits for Hydrogen Storage, 2020).....	16
Figura 2-3 - Propriedades físicas do hidrogénio comparadas com outras fontes de energia Fonte: IEA 2019 .....	18
Figura 3-1 - Potenciais hipóteses de produção de hidrogénio e produtos de base-hidrogénio Fonte: IEA 2019.....	21
Figura 3-2 - Produção de Hidrogénio a partir de gases com CCUS Fonte: IEAGHG, 2017 .....	22
Figura 3-3 - Hydrogen production costs using natural gas in different regions, 2018 Fonte: IEA 2019 .....	23
Figura 3-4 – Características tecnológicas e económicas de diferentes tipos de eletrolisadores Fonte: IEA 2019 .....	24
Figura 3-5 - Comparação entre os processos de eletrólise alcalino, PEM e SOEC Fonte: (Agora Verkehrswende et al., 2018).....	26
Figura 3-6 -Desenvolvimento do aumento de capacidade de eletrólise para propósitos energéticos e tamanho médio de cada unidade, 1990-2019 Fonte: IEA 2019.....	27
Figura 3-7 – Redução de custos, CAPEX, esperada com utilização de conjuntos de eletrólise maiores Fonte: IEA 2019 .....	28
Figura 3-8 – Nivelção futura dos custos da produção de hidrogénio por horas de produção para diferentes processos de eletrólise Fonte: IEA 2019.....	28
Figura 3-9 – Custos da produção de hidrogénio a partir da eletrólise com energia da rede elétrica Fonte: IEA 2019.....	29
Figura 3-10 – Custos de produção de hidrogénio na China, 2019 Fonte: IEA 2019	31
Figura 3-11 – Custos de produção de hidrogénio para as diferentes opções de tecnologias, 2030 Fonte: IEA 2019 .....	33

Figura 3-12 – Quantidades de CO <sub>2</sub> na produção de hidrogénio Fonte: IEA 2019 ...	33
Figura 3-13 – Comparação dos custos de produção do hidrogénio entre a eletricidade renovável e gás natural, com CCUS Fonte: IEA 2019.....	34
Figura 3-14 -Custos de produção de hidrogénio em diferentes países Fonte: IEA 2019 .....	35
Figura 4-1 - Transmissão, distribuição e armazenamento de elementos da cadeia de valor do hidrogénio Fonte: IEA 2019 .....	36
Figura 5-1 – Tolerância de elementos selecionados da rede de gás natural à mistura com hidrogénio Fonte: IEA 2019.....	41
Figura 5-2 – Atuais limites do hidrogénio misturado nas condutas de gás natural Fonte: IEA 2019 .....	42
Figura 5-3 – Custos do armazenamento e de transporte de hidrogénio através de condutas e navios e custo de conversão. Fonte: IEA 2019 .....	45
Figura 5-4 – Custo do transporte de hidrogénio para uma infraestrutura centralizada Fonte: IEA 2019 .....	46
Figura 5-5 – Custos totais, estimados, da distribuição de hidrogénio para o setor industrial, por condutas ou por navios, em 2030. Fonte: IEAGHG 2017.....	48
Figura 5-6 – Comparação dos custos de distribuição de hidrogénio produzido localmente e importado Fonte: IEAGHG 2017 .....	48
Figura 5-7 – Custo das importações de hidrogénio, por processos de eletrólise ....	49
Figura 6-1 - Utilização de hidrogénio em diversos setores Fonte: IEA, 2019.....	51
Figura 6-2 - Desenvolvimento da capacidade global das células de combustível Fonte: S&P Global Platts (2018) .....	53
Figura 6-3 - Break even point para o hidrogénio vs outras opções de produção de eletricidade Fonte: IEA 2019 .....	55
Figura 6-4 - Custos balanceados para a produção de eletricidade a partir de gás natural e hidrogénio Fonte: IEA, 2019.....	55
Figura 6-5 - Custos de armazenamento por tempo de descarga Fonte: IEA, 2019.	57
Figura 0-1 - Resultados da TIR .....	94
Figura 0-2 - Resultados da TIR, tabela 8.....	96
Figura 0-3 - Resultados da TIR .....	96
Figura 0-4 – Resultados da TIR.....	101
Figura 0-5 – Resultados da TIR.....	103
Figura 0-6 - Resultados da TIR .....	108
Figura 0-7 - Resultados da TIR .....	110
Figura 0-8 – Resultados da TIR.....	115
Figura 0-9 - Resultados da TIR .....	117

# Índice de Tabelas

Tabela 7-1 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque fotovoltaico, de 1MW .....	61
Tabela 7-2 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque fotovoltaico, de 100MW .....	62
Tabela 7-3 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque eólico, de 1MW .....	65
Tabela 7-4 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque eólico, de 100MW .....	66
Tabela 8-1 – Resumo dos valores calculados para um parque fotovoltaico, 1MW..	67
Tabela 8-2 – Resumo dos valores calculados para um parque fotovoltaico, 100MW .....	70
Tabela 8-3 – Resumo dos valores calculados para um parque eólico, 1MW .....	72
Tabela 8-4 – Resumo dos valores calculados para um parque eólico, 100MW .....	74
Tabela 0-1 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima .....	93
Tabela 0-2 - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima .....	94
Tabela 0-3 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção máxima .....	95
Tabela 0-4 - Valores Calculados da TIR, para a produção máxima.....	96
Tabela 0-5 - Cálculo do LCOH para a produção máxima e produção mínima.....	97
Tabela 0-6 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima .....	100
Tabela 0-7 - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima .....	101
Tabela 0-8 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção máxima .....	102
Tabela 0-9 - Valores Calculados da TIR, para a produção máxima.....	103
Tabela 0-10 - Cálculo do LCOH para a produção mínima e produção máxima.....	104
Tabela 0-11 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima .....	107
Tabela 0-12 - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima .....	108
Tabela 0-13 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mais elevada.....	109
Tabela 0-14 - Valores Calculados da TIR, para a produção elevada.....	110
Tabela 0-15 - Cálculo do LCOH para a produção máxima e produção mínima.....	111

Tabela 0-16- Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima .....	114
Tabela 0-17 - - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima .....	115
Tabela 0-18 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção máxima .....	116
Tabela 0-19 – Valores Calculados da TIR, para a produção máxima.....	117

# Lista de Siglas

- **Mt** – Milhões de toneladas;
- **MtH<sub>2</sub>/ano** – Milhões de toneladas de hidrogénio por ano;
- **Mtep** – Milhões de toneladas equivalente de petróleo;
- **CO<sub>2</sub>** – Dióxido de Carbono;
- **kgCO<sub>2</sub>** – Quilograma de dióxido de carbono;
- **tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub>** – tonelada de dióxido de carbono por tonelada de hidrogénio;
- **USD (\$)** – *United States Dollar (Dólar Americano)*;
- **USD/tCO<sub>2</sub>** – Dólares por tonelada de Dióxido de Carbono;
- **USD/kgH<sub>2</sub>** – Dólar por quilograma de hidrogénio;
- **USD/kgCO<sub>2</sub>** – Dólar por quilograma de dióxido de carbono;
- **USD/Btu** – Dólar por *British Thermal Units*
- **IEA** – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia);
- **CCUS** – *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (Utilização, Armazenamento e Captura de Carbono);
- **SMR** – Reforma a Vapor de Metano;
- **ATR** – Reforma Térmica Automática;
- **CAPEX** – *Capital Expenditure* (Despesa de Capital Total);
- **OPEX** – *Operational Expenditure* (Despesas Operacionais);
- **SOECs** – Eletrólise de células de óxido sólido;
- **rSOEC** - Eletrólise de células de óxido sólido revertível;
- **PEM** – Eletrólise por troca de membrana de protões;
- **LNG** – Gás Liquefeito Natural;
- **FCEVs** – Células de combustível de hidrogénio;
- **BEVs** – Veículos elétricos a bateria;
- **CCGT** – Turbinas a gás de ciclo combinado;
- **CCS** – Captura e Armazenamento de Carbono;
- **FC** – Fator de Capacidade;
- **ROI** – Retorno de Investimento;
- **VAL** – Valor Atual Líquido;
- **PRI** – Período de Recuperação de Investimento;
- **TIR** – Taxa Interna de Retorno;
- **LCOH** – Custo Nivelado da Produção de Hidrogénio (*Levelized Costo of Hydrogen*);

# 1. O Potencial do Hidrogénio como Fonte de Energia Sustentável

Desde o século XVIII que o processo de eletrólise da água e das células de combustível têm vindo a captar a atenção e a estimular a imaginação dos engenheiros nas suas possíveis aplicações. Desde os séculos XVII e XIX que se tem vindo a aplicar o hidrogénio como fonte de combustível, tendo este sido primeiramente aplicado na combustão de veículos há mais de 200 anos, e desde então tem sido também utilizado como fonte de energia em balões de ar quente, aviões e ultimamente em foguetões, proporcionando a oportunidade da ida do Homem à lua.

Atualmente, o fornecimento de hidrogénio tem vindo a ser um dos maiores negócios, tendo apresentado um grande crescimento desde 1975 e continuando a aumentar (figura 1-1). A procura de hidrogénio ronda, atualmente, cerca de 70 milhões de toneladas por ano (MtH<sub>2</sub>/ano). Contudo a maioria deste hidrogénio é produzido a partir de fontes de energia fósseis, com apenas 6% produzido a partir de gás natural e 2% a partir de carvão. Uma vez que a produção de hidrogénio é praticamente proveniente da queima de combustíveis fósseis, a mesma é responsável por grandes quantidades de emissões de CO<sub>2</sub>, chegando a valores de, aproximadamente, 830 milhões de toneladas por ano (IEA, 2019).

Devido à sua diversidade de aplicação o hidrogénio, como fonte de energia, tem vindo a captar atenções uma vez que este pode ser utilizado como uma fonte de energia limpa, não emitindo gases com efeito estufa, ou seja, o hidrogénio como fonte de energia apresenta dois atributos:

- 1) Pode ser utilizado como fonte de energia limpa, ou seja, não emita gases com efeito estufa ou outros poluentes.
- 2) Pode ser produzido a partir de uma variedade de fontes de energia com uma pegada de carbono mínima, sendo o caso de poder ser produzido a partir de energias renováveis.

De todos os modos o hidrogénio demonstra um potencial capaz de reforçar e conectar diferentes partes do sistema de energia. Com a produção e aplicação de hidrogénio, a partir de energias renováveis, nos sistemas energéticos é possível fornecer energia, com uma baixa pegada de carbono, para sítios mais remotos e essa energia pode ser armazenada de modo a ser aplicada e a se conseguir complementar possíveis desequilíbrios que existam no fornecimento e procura de energia.

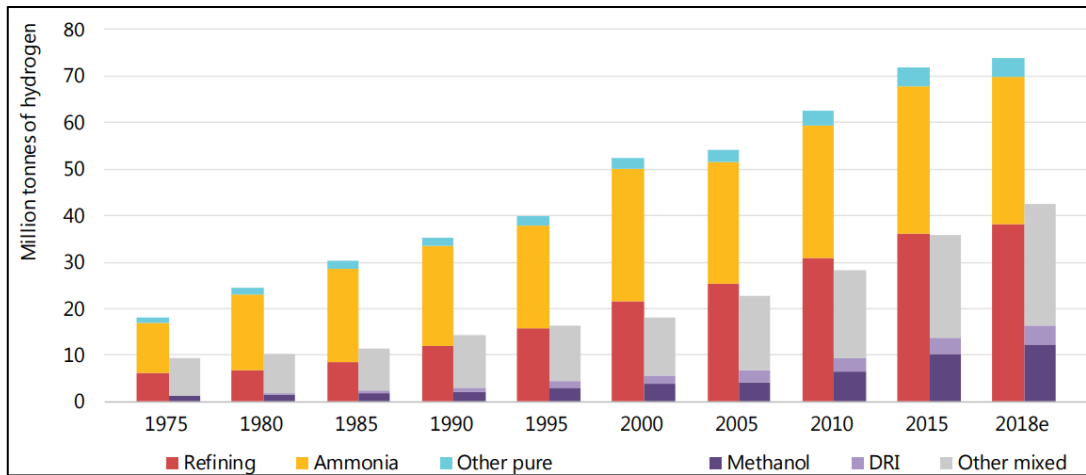


Figura 1-1 - Procura global de hidrogénio, desde 1975.

Fonte: IEA 2019

O número de países interessados em criar políticas que apoiem diretamente investimentos em tecnologias aplicadas ao hidrogénio tem vindo a crescer. Em meados de 2019 o número total de objetivos, mandatos e políticas que incentivam e suportam a produção de hidrogénio rondavam os 50 (figura 1-2).

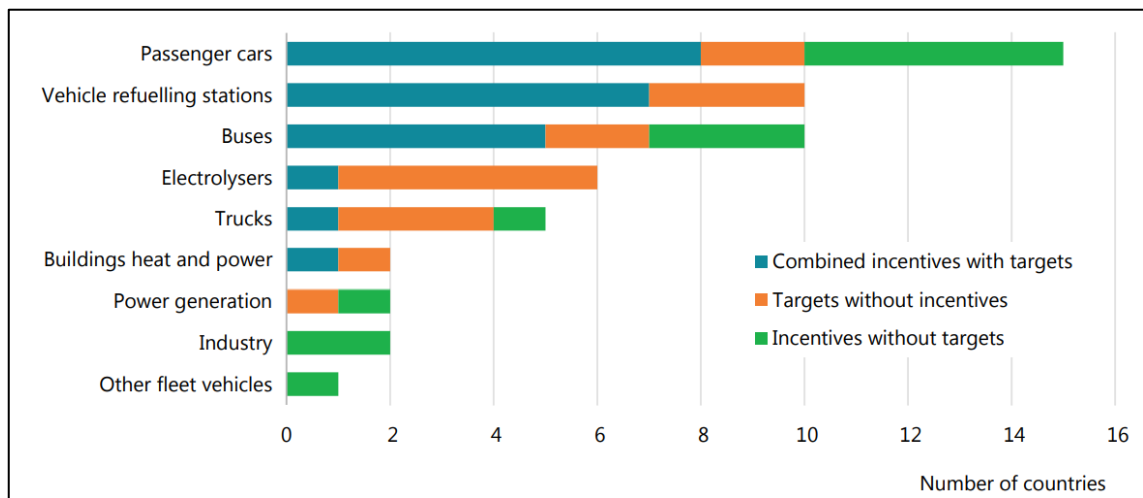


Figura 1-2 - Políticas que suporta diretamente a utilização de hidrogénio.

Fonte: IEA 2019

Com o passar dos anos tem-se visto cada vez mais investimentos, por parte de governos e organizações, na pesquisa, desenvolvimento em tecnologias relacionadas com a produção e aplicação de hidrogénio, apesar de estes valores continuarem a ser inferiores aos observados em 2008 (figura 1-3).

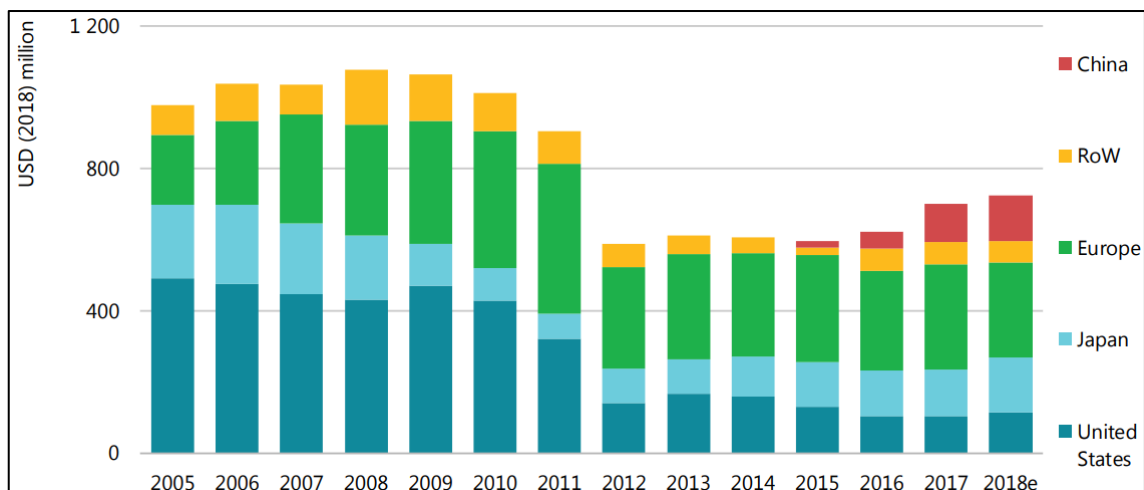


Figura 1-3 - Orçamentos dos países destinados à pesquisa e desenvolvimento de hidrogénio.

Fonte: IEA, 2019

Apesar dos investimentos que estão a ser feitos por parte dos países e da atenção que tem vindo a ser dada à produção e à utilização de hidrogénio, como uma fonte de energia, é necessário ter em atenção a dificuldades que poderão surgir, tendo estas de ser vencidas para que se consiga uma maior capacidade na produção e no transporte do hidrogénio produzido, a partir de energias renováveis, e minimizando a pegada de carbono e as emissões geradas, associadas a essa produção (FCH 2 JU, 2019).

### 1.1. Profundas reduções de emissões nos setores de difícil descarbonização.

Em 2015, 195 países assinaram o Acordo de Paris e neste acordaram em aumentar os esforços na redução de emissões de gases de efeito estufa, com zero como o seu objetivo durante o próximo século (*The Paris Agreement* | UNFCCC, 2015). Contudo, em 2018, o Painel Intergovernamental sobre as Mudanças Climáticas descobriu que as emissões de CO<sub>2</sub> necessitam de ser completamente mitigadas até 2050, levando assim a que a União Europeia considere alcançar o objetivo de obter zero como o número de emissões de CO<sub>2</sub> até 2050.

Este foco na redução de emissões trouxe um enorme desafio, maioritariamente a nível monetário, uma vez que as soluções de diversos setores e de aplicações que atuam na produção de energia necessitam de grandes investimentos para que possam aplicar soluções que consigam mitigar a emissão de gases. Sem mencionar que apenas um quinto da procura total de energia, por utilizadores finais, não contém carbono, uma vez que a grande parte da matéria-prima utilizadas para produtos químicos contém carbono e durante o seu processamento geram CO<sub>2</sub>.

Deve-se ter, também, em conta que os setores de difícil-descarbonização incluem o setor de aviação, o setor marítimo, produção de aços e metais, produção de produtos químicos, transportadoras (sejam de curta ou longa distância), aquecimento de edifícios, entre outros. Apesar de alguns desenvolvimentos tecnológicos nestes setores tem-se observado que os mesmos não se mostram significativos na redução de emissões associadas, uma vez que devido às infraestruturas que estão associadas existem grandes desafios relativos aos fornecedores de materiais e a hábitos que estão integrados nos setores. Com todas as dificuldades associadas a estes setores, a utilização de hidrogénio como fonte de energia tem vindo a ganhar relevância como alternativa na redução de emissões e como fonte de energia alternativa, devido à versatilidade com que este pode ser utilizado (Ipcc, 2022).

### 1.1.1. Capacidade de contribuição para uma gama mais ampla de objetivos políticos.

Mesmo com o interesse na utilização do hidrogénio como forma de atingir o objetivo da redução de emissões, o seu interesse tem, também, vindo a aumentar de um ponto de vista político, isto é, ao se considerar que o hidrogénio pode trazer benefícios ao nível da segurança energética, da redução da poluição local, do desenvolvimento económico e do acesso facilitado de energia, tornando o mesmo numa atração política.

Dada a sua natureza versátil, o hidrogénio pode ser utilizado como uma forma de apoio à segurança energética. Ao se utilizar o hidrogénio juntamente com as infraestruturas elétricas é possível converter eletricidade em hidrogénio e vice-versa, ou ainda se pode converter essa energia noutros combustíveis, dando uma segurança aos utilizadores finais uma vez que estes não têm de estar dependentes de recursos energéticos específicos, proporcionando, assim, um aumento da segurança energética. Com o desenvolvimento de infraestruturas mais adequadas poderá vir a ser atrativo, para os países, diversificar a economia ao se exportar energia, com uma baixa pegada de carbono, na forma de hidrogénio e/ou de combustíveis à base de hidrogénio. Pode-se também importar o hidrogénio de outros países, conseguindo-se criar alguma concorrência que pode ir a permitir, ultimamente, obter-se um maior controlo sobre os preços praticados à volta da produção desta energia. De um ponto de vista um pouco mais ambicioso, em se obter uma baixa pegada de carbono, o comércio de hidrogénio poderia permitir que o comércio e armazenamento, eficiente, de energia solar e eólica em diferentes regiões consiga superar as dificuldades sazonais e atmosféricas a que essas energias estão sujeitas. Podendo, por fim, ser possível proporcionar, através do hidrogénio, uma maneira adicional de os países conseguirem armazenar reservas

estratégicas de energia num mundo altamente eletrificado e com uma baixa pegada de carbono (World Energy Council, 2018).

Outro objetivo político, minimizar a poluição atmosférica em zonas urbanas, torna-se cada vez mais possível quando se tem o hidrogénio como fonte de energia na equação, isto é, ao se utilizar hidrogénio ou células de combustível em alternativa aos combustíveis fósseis, utilizados atualmente, é possível reduzir a poluição atmosférica e os problemas de saúde a elas associados. Quando se aplica o hidrogénio como fonte de energia para os veículos, os mesmos não produzem partículas poluentes e tóxicas como se observa na gasolina ou no gasóleo (por exemplo), libertando apenas vapor de água na sua combustão (Stephens-Romero et al., 2009).

O desenvolvimento de infraestruturas de hidrogénio e de tecnologias para a produção do mesmo é, normalmente, considerado como um meio de aumentar os objetivos para o desenvolvimento económico, especialmente no contexto da transição energética. A sua produção, transporte e utilização poderá requerer tecnologias químicas, como a captura de solventes de carbono ou células de combustível, e novos produtos de precisão de um ponto de vista da engenharia, como tanques para armazenamento ou material para as condutas. Há também uma necessidade da existência de um foco a nível de posições laborais, sendo necessário desenvolver posições de liderança, de especialidades técnicas, assim como outras posições de trabalho procurando reforçar as capacidades e as perícias necessárias a este desenvolvimento.

Apesar de o desenvolvimento e inovação dos sistemas utilizados terem custos elevados, as soluções que vão sendo apresentadas neste desenvolvimento são atrativas uma vez que permitem a expansão dos sistemas a zonas que não têm fácil acesso à produção de hidrogénio, consideradas como zonas mais remotas (IEA, 2019).

### 1.1.2. Ajuda e garantia para um contínuo crescimento da energia renovável.

À medida que os custos da produção de eletricidade por energia solar e eólica vão descendo, a utilização e a viabilidade da sua utilização, assim como o seu potencial para a produção de hidrogénio, a partir destes, aumenta. Este aumento leva a que vários países tenham metas ambiciosas para a produção de hidrogénio a partir de fontes renováveis de modo a conseguirem cumprir com as cotas da produção, total, de eletricidade com uma pegada de carbono neutra, 0%.

Exemplos:

- África do Sul: 100% até 2025;
- Fukushima: 100% até 2040;
- Suécia: 100% até 2040;
- Califórnia: 100% até 2045;
- Dinamarca: 100% até 2050.
- União Europeia: 80 a 95% até 2050.

Devido à versatilidade do hidrogénio este pode ser armazenado e utilizado em diversos setores, a conversão de eletricidade em hidrogénio pode vir a facilitar no fornecimento de energia para a necessidade exigida pela rede, tanto a nível temporal como geográfico. Se o desenvolvimento das energias renováveis tornar as mesmas suficientemente baratas e se a quantidade destas aumentar, a nível global, será possível produzir e fornecer eletricidade com uma pegada de carbono mínima, possibilitando uma redução na utilização de combustíveis fósseis, substituindo os mesmos por eletricidade, nos sistemas onde se encontram aplicados. Tudo isto torna o hidrogénio numa das melhores opções para o desenvolvimento de tecnologias que permitam o crescimento da produção de energia com uma pegada de carbono mínima (IEA, 2019).

Os custos associados à eletricidade são um dos fatores mais relevantes e significantes para os custos inerentes à produção de hidrogénio por eletrólise, e uma diminuição acentuada nos custos associados às energias renováveis, mais nomeadamente solar e eólica, uma vez que estas implicam uma redução nos preços da eletricidade o que, por sua vez, facilita a produção de hidrogénio por energias renováveis.

### 1.1.3. Benefícios do desenvolvimento de tecnologias para energias limpas

Ao longo dos anos tem-se observado que cada vez mais indústrias têm aderido e adotado a ideia de utilizar energia proveniente de fontes limpas, tendo-se observado que, com a implementação de painéis solares e de turbinas eólicas, apesar de inicialmente terem tido um apoio estatal ou governamental, atualmente os investimentos nestas tecnologias são maioritariamente de empresas privadas na ordem dos 124 biliões de Dólares (USD) (IEA, 2019). Estes dados podem indicar que há uma maior confiança por parte dos investidores que, caso os governos decidam investir no desenvolvimento do hidrogénio, exista um grande potencial para que os projetos e os

investimentos privados na tecnologia associada ao hidrogénio apresentem um comportamento semelhante, numa escala idêntica.

Atualmente pode-se contabilizar cerca de 11 200 veículos que utilizam hidrogénio como fonte de energia para se moverem. Quando a IEA publicou um roteiro tecnológico para hidrogénio e células de combustível, em 2015, o primeiro carro movido por células elétricas que se encontrava disponível comercialmente tinha sido lançado recentemente e apenas existiam cerca de 80 estações de abastecimento (IEA, 2015). Atualmente pode-se contar com mais de 380 estações operacionais para o reabastecimento de hidrogénio (Rex, 2019).

Desde o início dos anos 2000 já entraram em operação, por todo o mundo, cerca de 230 projetos com a finalidade de converter energia elétrica em hidrogénio para que este possa ser aplicado numa variedade de sistemas energéticos e climáticos (figura 1-4). Com o desenvolvimento e o aumento da quantidade deste tipo de projetos observou-se um investimento significativo, entre 2017 e 2018, na comissão de eletrolisadores de água, em tanques de armazenamento, infraestruturas de reabastecimento, tubulação e outro tipo de equipamentos.

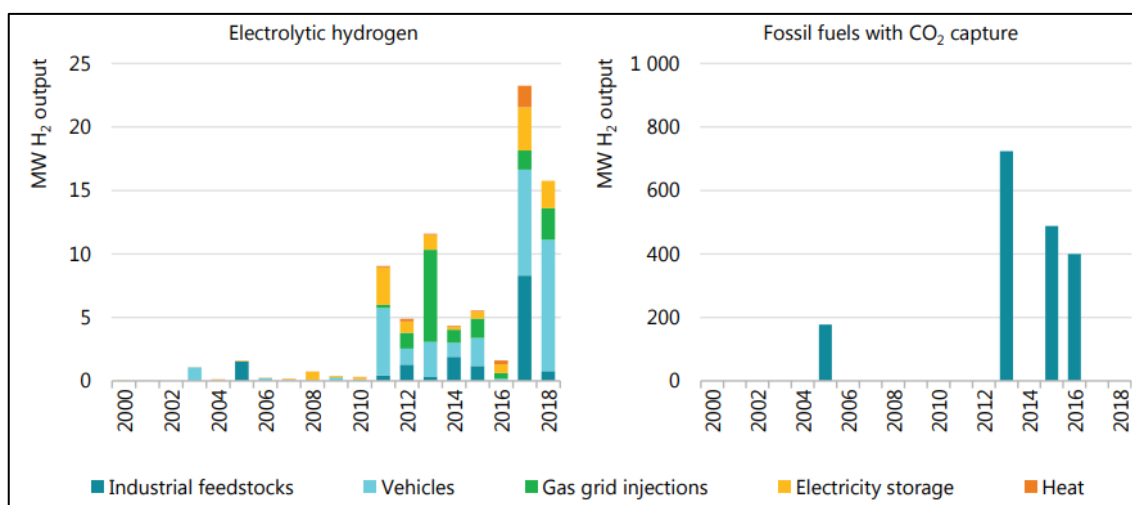


Figura 1-4 – Capacidade de novos projetos para a produção de hidrogénio para a produção de energia e para propósitos climáticos por tecnologia e datas de início.

Fonte:(IEA, 2018)

Apesar de, na maioria, estes projetos terem recebido apoios públicos, incluindo orçamentos para a investigação, os mesmos envolvem parcerias entre setores públicos e privados o que, por sua vez, não só demonstraram a eficácia das tecnologias como também apresentaram aprendizagens sobre a gestão de riscos dos projetos e das considerações contratuais. Atualmente existe uma opinião, partilhada, por parte de muitos intervenientes de que as tecnologias como as células de combustível, os

eletrolisadores de água, o reabastecimento de hidrogénio e de turbinas a hidrogénio estão, principalmente, à espera de uma procura em grande escala e de normalização, e não de um desenvolvimento tecnológico adicional (IEA, 2018).

## 1.2. Desafios

Mesmo com o fortalecimento dos investimentos em hidrogénio e com o ajuste e a melhoria das regulamentações que se tem vindo a observar, continua a existir desafios a superar. Superar esses desafios é essencial para que o hidrogénio possa continuar a crescer e ser cada vez mais implementado nos mais diversos sistemas, como fonte de energia limpa. Sendo, portanto, necessário que:

1. O apoio político e as mudanças regulamentares estimulem os primeiros pioneiros em aplicações de baixo risco;
2. Existência de um historial positivo, de modo a atrair mais financiamentos privados, permitindo a oportunidade de uma alteração nas políticas de apoios diretos para incentivos baseados no mercado;
3. Expectativas elevadas e generalizadas de implementação que possibilitem o desbloqueio de investimentos públicos e privados em infraestruturas e fabrico duradouros;
4. Criação de um mercado, em vários biliões de euros, para que se consiga estimular a redução de custos através de concorrência e inovação;
5. Existência de clientes, investidores e fornecedores que se tornem independentes da tecnologia e uns dos outros, para que se consiga proporcionar estabilidade a longo prazo.

Para combater estes desafios há um esforço, global, em que decisores políticos e empresas estão a trabalhar para que se consiga reduzir os riscos que estão a atrasar o progresso na superação dos desafios, os quais se podem categorizar em três categorias (World Energy Council, 2018).

### 1.2.1. Desafio 1 – Incertezas Políticas e Tecnológicas

A ambição de combater as alterações climáticas continua a ser o principal impulsionador para a utilização generalizada do hidrogénio como uma fonte de energia limpa. A velocidade com que os governos conseguem promover a transição para fontes de energia, com uma baixa pegada de carbono, em diferentes países e setores é uma grande incerteza. Embora seja bastante atrativo obter hidrogénio de baixo carbono a curto prazo em determinadas aplicações, a força principal está na capacidade de ajudar

a conseguir alcançar caminhos de emissões muito baixas e de gerir níveis de eletricidade renovável muito elevados.

Não existindo compromissos claros e, idealmente vinculativos, para sistemas energéticos sustentáveis e resilientes a longo prazo, os compromissos financeiros significativos com tecnologias e infraestruturas de hidrogénio tornam-se significativamente menos atrativos. Uma vez que também é necessária a existência de quadros políticos que apoiem a receita de projetos de hidrogénio de baixo carbono a curto prazo e, apesar da atividade governamental recente, estes não se encontram totalmente desenvolvidos na maioria dos países e regiões, o que pode ser visto como uma reflexão de falta de estratégias energéticas a longo prazo, ou como uma evidencia de incertezas a nível tecnológico.

Uma vez que a maioria das aplicações para o hidrogénio, com uma pegada de carbono reduzida, não são competitivas em termos de custos e apoios, diretos dos governos, os custos relativos da produção de hidrogénio a partir de diferentes fontes em diferentes regiões e como irão competir no futuro são bastante incertos. Esta incerteza dificulta a comparação dos potenciais preços futuros do hidrogénio com os das suas alternativas como baterias de estado sólido, hidroeletricidade de armazenamento por bombeamento, veículos elétricos, biocombustíveis e eletrificação de calor de alta temperatura, muitos dos quais têm uma vantagem inicial e podem beneficiar da dependência do caminho que se tem vindo a percorrer.

A incerteza tecnológica é evidente uma vez que ainda se está a tentar pesquisar e a otimizar novas maneiras de transporte de hidrogénio, em percursos de longa distância, e os formatos como pode vir a ser entregue aos consumidores finais (World Energy Council, 2018).

### 1.2.2. Desafio 2 – A complexidade da cadeia de valores e as necessidades de infraestruturas

As cadeias de valor do hidrogénio (figura 1-5) podem seguir diversos caminhos. Uma vez que a procura de hidrogénio com baixos níveis de carbono pode vir de uma variedade de setores, existindo diversas permutações no fornecimento e no manuseamento de hidrogénio que a poderão satisfazer. Para cada possível cadeia de valor, os investimentos e as políticas precisam de ser sincronizados em escala e tempo para que o hidrogénio seja produzido e entregue aos utilizadores finais. A construção de confiança ao longo da cadeia de valor, de um ponto de vista de coordenação de

investimentos, é algo que depende do tempo e que pode exigir a criação de novos relacionamentos contratuais.

A infraestrutura é de particular importância tanto para os transportadores como para o produto (hidrogénio a ser transportado). Embora o hidrogénio possa ser produzido localmente, o seu armazenamento e distribuição beneficiam de economias em escala, por exemplo: quando é produzido a partir de combustíveis fósseis o seu fornecimento é mais barato quando este se encontra centralizado. A capacidade dos governos para se comprometerem com investimentos em grandes infraestruturas é limitada ao país e à sua região, uma vez que os modelos de investimento público-privados podem ajudar, mas também os podem tornar mais complexos, existindo alguns casos de investimento que terão de ser coordenados além-fronteiras, os quais exigirão colaborações internacionais a um nível ainda não alcançado no que diz respeito à produção de hidrogénio (World Energy Council, 2018).

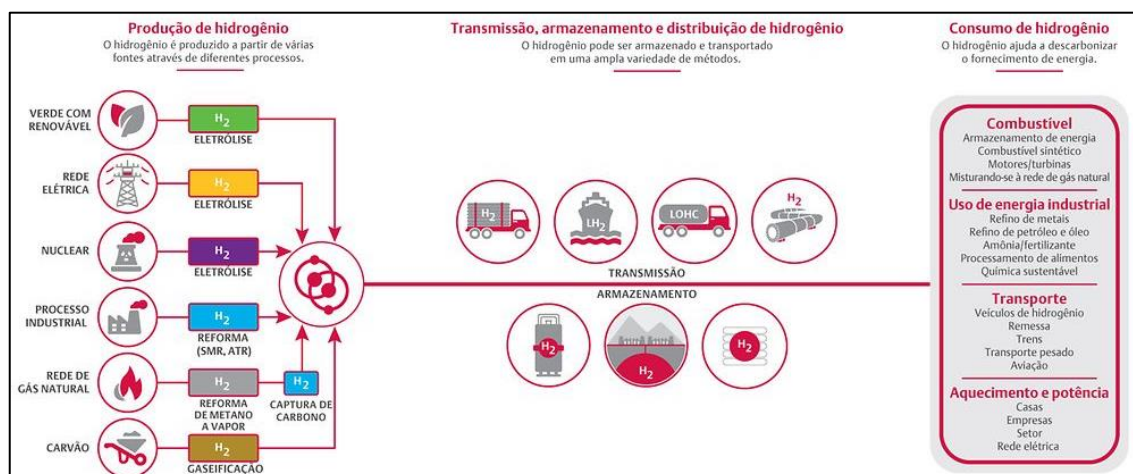


Figura 1-5 - Cadeias de valor do hidrogénio.

Fonte: Emerson Electric Co., 2024

### 1.2.3. Desafio 3 – Regulamentações, normas e aceitação

De um modo global, atualmente as regulamentações e as normas existentes limitam a adoção do hidrogénio. Estas limitações devem-se ao facto de as mesmas serem pouco claras ou de não terem sido escritas com a aplicação do hidrogénio em mente, o que não permite a exploração de todos os benefícios que o hidrogénio pode vir a proporcionar. As regulamentações em causa tratam de uma serie de questões técnicas, importantes, como onde e como é que o hidrogénio pressurizado ou liquefeito pode ser aplicado, quem pode manusear o hidrogénio, onde é que os veículos movidos a hidrogénio têm permissão para circular, quais os regimes fiscais a aplicar para

conversão entre portadores de energia, se o CO<sub>2</sub> pode ser armazenado e quanto hidrogénio pode estar presente nos gasodutos de gás natural.

Neste desafio também se encontram normas, importantes, que ainda não foram acordadas, as quais tratam do abastecimento de veículos movidos a hidrogénio, a composição do gás para vendas transfronteiriças, medidas de segurança, licenciamento, materiais e como medir os impactos ambientais ao longo do ciclo de vida. Ao contrário da eletricidade, o hidrogénio e os combustíveis à base de hidrogénio podem ser misturados com combustíveis fósseis, em combinações que os utilizadores finais não são capazes de identificar. As normas de contabilização para diferentes fontes de hidrogénio ao longo da cadeia de abastecimento podem ser fundamentais para a criação de um mercado para o hidrogénio, com uma baixa pegada de carbono, e estas precisam de ser desenvolvidas de modo que possam ser acordadas internacionalmente.

Os riscos de segurança presentes na produção e aplicação de hidrogénio, como os custos elevados de infraestruturas e algumas dinâmicas industriais de fornecimento e de distribuição de combustíveis fósseis (especialmente os que se encontram associados ao CCUS), ainda não são claros e não está bem definido como os cidadãos irão reagir a esses aspetos inerentes ao hidrogénio, ou como irão ponderá-los em relação à conveniência e aos benefícios ambientais de algumas aplicações de hidrogénio, bem como à importância potencial do hidrogénio para a sustentabilidade a longo prazo (World Energy Council, 2018).

### 1.3. O papel crucial dos Governos

Existe um risco em que o interesse atual pelo hidrogénio não se consiga traduzir numa implementação sustentável e que, em vez disso, se perca o interesse e que a transição para uma energia sustentável à base do hidrogénio possa vir a ser uma decepção. Os governos têm um papel central a desempenhar para que o desfecho desta transição energética e para que o hidrogénio consiga atingir o seu potencial, o que pode levantar a questão de até que ponto os governos conseguem facilitar a adoção de hidrogénio de baixo carbono num futuro próximo. Apesar de existir uma grande tentação para que os governos mantenham uma posição neutra em relação à tecnologia e deixem que seja o mercado a decidir que tecnologias sejam adotadas, mas apesar de uma abordagem desta natureza fazer sentido, no caso do hidrogénio, existem fortes argumentos e motivos para que os governos adotem uma postura mais facilitadora, uma vez que existe a necessidade de combater a pegada de carbono e reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> emitidas para a atmosfera.

Apesar de existir uma grande pressão para o desenvolvimento de tecnologias e de alternativas que permitam reduzir as emissões de gases com efeito estufa, a nível global, não existem respostas fáceis para as questões associadas à implementação destas tecnologias em desenvolvimento e como as aplicar de maneira eficiente (IRENA, 2022a).

## 2. Hidrogénio e Energia

### 2.1. Produção e aplicação de hidrogénio

Atualmente existe uma procura total de cerca de 70 milhões de toneladas (Mt) de hidrogénio “puro” em todo o mundo. Esta procura refere-se a aplicações que requerem hidrogénio com, apenas, pequenos níveis de aditivos ou contaminantes tolerados (figura 2-1). As principais aplicações para este hidrogénio são a refinação de petróleo e a produção de amoníaco, principalmente para fertilizantes. Verifica-se uma necessidade adicional de cerca de 45 Mt de hidrogénio como parte de uma mistura de gases, como o gás de síntese, para a combustão ou matéria-prima. As aplicações principais para o hidrogénio como parte de uma mistura de gases são a produção de metanol e a produção de aço. Contudo, atualmente cerca de um terço da necessidade de hidrogénio é para a aplicação de hidrogénio no setor de transportes, nomeadamente para aplicar em refinarias e para metanol utilizado em veículos, representando menos de 0,01 Mt por ano, em que a maior parte é hidrogénio derivado do gás natural.

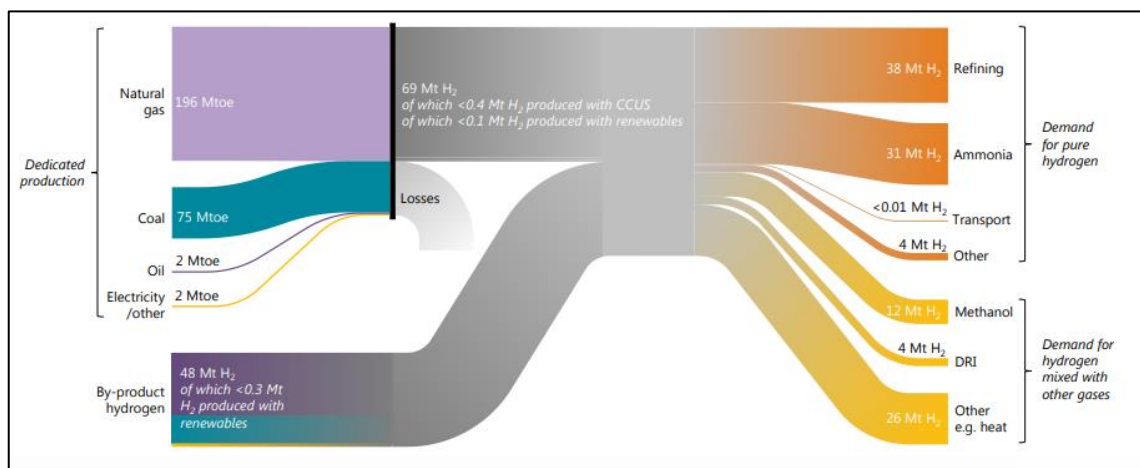


Figura 2-1 - Cadeia de valores do hidrogénio

Fonte: (IEA, 2019)

A maioria, esmagadora, do hidrogénio produzido é proveniente de combustíveis fósseis, sendo que cerca de 60% é produzido em instalações “dedicadas” à de produção de hidrogénio, isto é, instalações que têm a produção de hidrogénio como produto principal. A maioria do hidrogénio produzido é obtido a partir de gás natural, apesar de haver uma certa parte que seja obtida a partir do carvão e uma pequena fração em que se produz hidrogénio a partir da eletrólise da água. Um terço do abastecimento global é hidrogénio “subproduto”, ou seja, é hidrogénio produzido em instalações e processos que foram concebidos para produzir, principalmente outro produto.

De um modo geral, menos de 0,7% da produção de hidrogénio é obtido a partir de fontes renováveis ou de centrais de combustíveis fósseis equipadas com CCUS (*Carbon Capture, Utilization, and Storage*). Ao todo, a produção atual de hidrogénio puro é responsável por 830 Mt de CO<sub>2</sub> por ano, uma vez que a produção de hidrogénio puro fornecido por instalações dedicadas é a mais simples de substituir por fontes alternativas de hidrogénio de baixo carbono (Rex, 2019).

## 2.2. Hidrogénio como Energia

Ao longo deste documento tem-se referido o hidrogénio como sendo uma fonte de energia, mas na realidade o hidrogénio não é uma fonte de energia, mas sim um transportador de energia. Isto significa que o seu potencial tem semelhanças com o da eletricidade, pois tanto o hidrogénio como a eletricidade podem ser produzidos por várias fontes de energia e tecnologias. Tanto o hidrogénio como a eletricidade podem ter diversas formas de aplicação e nenhum dos dois emite gases com efeito de estufa, partículas, óxidos de enxofre ou ozono ao nível do solo quando utilizados, sendo que o hidrogénio, em específico, quando utilizado como combustível não emite nada a não ser água. No entanto, ambos apresentam uma elevada intensidade de CO<sub>2</sub> na sua produção, especialmente se forem produzidos a partir de combustíveis fósseis, como carvão, petróleo ou gás natural. Esta desvantagem só pode ser superada pela utilização de energias renováveis ou nucleares como fonte de energia inicial ou ao equipar as centrais de combustíveis fósseis com CCUS.

A principal diferença entre o hidrogénio e a eletricidade é que o hidrogénio é um transportador de energia química, composto por moléculas, ao contrário da eletricidade que é apenas composto por eletrões. A energia química é atrativa porque esta pode ser armazenada e transportada de uma forma estável, à semelhança dos transportes de carvão, combustível, gás natural e biomassa. Dada a sua natureza molecular, o hidrogénio pode, também, ser combinado com outros elementos como carbono e azoto para produzir combustíveis à base de hidrogénio que são mais facilmente manuseáveis e que podem ser utilizados como matéria-prima na indústria, ajudando a reduzir emissões.

Um problema que se observa em todos os transportadores de energia é a perda de eficiência que está associada à sua produção, conversão ou utilização. No caso do hidrogénio, estas perdas podem acumular-se ao longo dos diferentes processos da cadeia de valor, ou seja, após a conversão de eletricidade em hidrogénio, o seu transporte e armazenamento, e depois da conversão de volta para eletricidade, a energia entregue pode chegar a ser 30% da energia inicialmente utilizada. Esta perda

de eficiência torna o hidrogénio mais “caro” que a eletricidade ou o gás natural utilizado na sua produção e, também, justifica a minimização do número de conversões entre transportadores de energia em qualquer cadeia de valor.

Na ausência de restrições ao fornecimento de energia, e desde que as emissões de CO<sub>2</sub> sejam valorizadas, a eficiência pode tornar-se numa questão económica, a qual deve ser considerada com base em toda a cadeia de valor. Esta questão é importante uma vez que o hidrogénio pode ser utilizado com uma maior eficiência em determinadas aplicações, sendo que o mesmo apresenta o potencial de poder ser produzido sem quaisquer emissões de gases com efeito estufa associados (Stephens-Romero et al., 2009).

### 2.2.1. Diferença entre o hidrogénio, combustíveis e matérias-primas à base de hidrogénio

A aplicação do hidrogénio pode ser feita quer este se encontre na sua forma pura como transportador de energia, quer seja como matéria-prima industrial. Também pode ser combinado com outros elementos para que se consiga produzir combustíveis e matérias-primas à base de hidrogénio. Este tipo de combustíveis e matérias-primas, à base de hidrogénio, podem ser produzidos através do hidrogénio proveniente de qualquer fonte, seja esta eletricidade, biomassa ou combustíveis fósseis, e podem ser facilmente utilizados em aplicações com motores, turbinas e processos químicos. Incluem produtos derivados como metano sintético, combustíveis líquidos sintéticos e metanol, todos os quais requerem carbono em conjunto com o hidrogénio. Estes também incluem amoníaco, o qual pode ser utilizado como matéria-prima química ou potencialmente como combustível, e que é produzido com azoto (IEA, 2018).

### 2.2.2. Variantes do Hidrogénio

Com as diversas formas de produção de hidrogénio (figura 2-2) surgiu a necessidade de diferenciar o hidrogénio conforme a sua produção. Esta diferenciação é feita recorrendo a cores, mais nomeadamente as cores “Preto” ou “Castanho”, “Cinzento”, “Azul” e “Verde”.

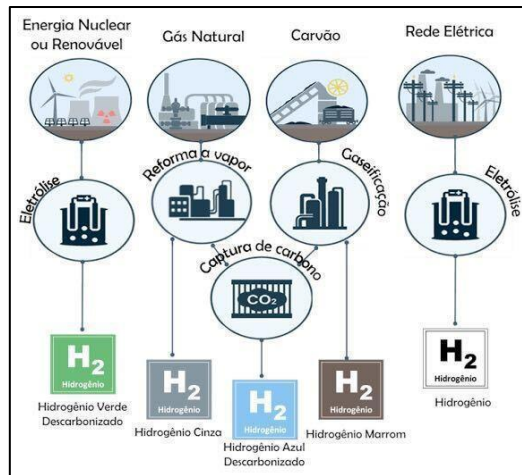


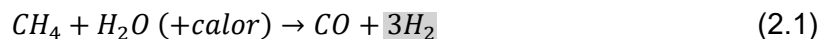
Figura 2-2 - Diferentes tipos de Hidrogénio

Fonte: (Investment Tax Credits for Hydrogen Storage, 2020)

### 2.2.2.1. Hidrogénio Cinzento

O “hidrogénio cinzento” é considerado como o tipo de hidrogénio mais comum e predominante, uma vez que este é produzido a partir de fontes de energia fóssil, como o gás natural ou o carvão, através de um processo conhecido como reforma a vapor. Este processo durante o qual existe uma reação do vapor de água com o carbono, contido nas fontes de energia utilizadas, que resulta na libertação de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) para a atmosfera. Este tipo de hidrogénio é obtido com maior facilidade, devido à facilidade que existe na obtenção das fontes de energia utilizadas para a produção do mesmo e por um custo, relativamente, baixo.

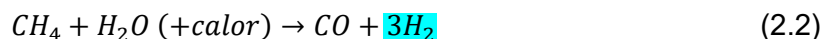
Mas a produção deste tipo de hidrogénio apresenta um grande problema a nível ambiental uma vez que a produção do mesmo apresenta uma pegada de carbono significativa devido à libertação de grandes quantidades de dióxido de carbono para a atmosfera, durante a sua produção (equação 2.1) (Arcos & Santos, 2023).



### 2.2.2.2. Hidrogénio Azul

O “hidrogénio azul” é um outro tipo de hidrogénio obtido a partir de fontes de energia fósseis, mas mais sustentáveis, sendo que durante a produção deste tipo de hidrogénio procura-se atenuar os impactos ambientais recorrendo a tecnologias capazes de capturar e de armazenar o carbono resultante deste processo. Com a captura do carbono pode-se aplicar o mesmo em processos industriais ou pode-se armazenar em locais geologicamente seguros, por exemplo, o que resulta numa diminuição das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera durante a produção (equação 2.2) deste elemento. Apesar da dependência de fontes de energia fóssil, o “hidrogénio azul” pode ser

considerado como uma transição importante para a obtenção de hidrogénio de uma forma mais ecológica e sustentável, permitindo a utilização de infraestruturas existentes ao mesmo tempo que se procura trabalhar no desenvolvimento de fontes de energias renováveis (Arcos & Santos, 2023).



### 2.2.2.3. Hidrogénio Verde

Por sua vez, o “hidrogénio verde” apresenta-se como a solução mais sustentável, sendo que o mesmo é produzido a partir de fontes de energia renováveis, como a energia solar ou eólica, sendo um processo relevante para se conseguir alcançar os objetivos de descarbonização. O processo utilizado para a obtenção de “hidrogénio verde” é conhecido como a eletrólise, durante o qual se utiliza a eletricidade produzida pelas fontes de energia renováveis para dividir a água (H<sub>2</sub>O) em hidrogénio (H) e Oxigénio (O) (equação 2.3). Durante este processo não se obtém emissões de CO<sub>2</sub> o que permite mitigar os efeitos de gases estufa na produção de hidrogénio como fonte de energia, podendo afirmar-se que este tipo de hidrogénio apresenta o processo mais limpo e sustentável e, também, se apresenta como um processo alternativo mais viável para a transição energética global, substituindo as fontes de energia fóssil (Arcos & Santos, 2023).



### 2.2.2.4. Hidrogénio Preto ou Castanho

Por fim, o “hidrogénio castanho” é o tipo de hidrogénio obtido através de formas menos convencionais, uma vez que a sua produção (equação 2.4) passa pela utilização de biomassa ou de resíduos agrícolas. Embora se apresente como uma alternativa interessante de um ponto de vista de sustentabilidade a produção por este processo apresenta algumas limitações, das quais se destaca a disponibilidade de matéria-prima e a viabilidade económica (Arcos & Santos, 2023).



## 2.2.3. Propriedades do Hidrogénio

Independentemente de como é produzido, o hidrogénio apresenta mais energia, por unidade de massa, do que o gás natural ou gasolina, tornando-o numa alternativa bastante atrativa como combustível para transportes (figura 2-3). No entanto, o

hidrogénio é o elemento mais leve e, portanto, tem uma baixa densidade de energia por unidade de volume. Isto significa que é necessário mover grandes volumes de hidrogénio de modo a se conseguir satisfazer as mesmas necessidades energéticas, comparativamente com outros combustíveis. Através da utilização de gasodutos maiores, ou que possibilitem uma movimentação mais rápida de fluxo, e de tanques com maior capacidade é possível alcançar essas necessidades energéticas. Uma vez que o hidrogénio pode ser comprimido, liquefeito ou transformado em outros combustíveis, à base de hidrogénio, é possível criar diversas soluções de modo a se conseguir satisfazer as necessidades energéticas (IEA, 2019).

Property	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m <sup>3</sup> (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m <sup>3</sup> (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond., LHV)	0.01 MJ/L	1/3 of natural gas
Specific energy (liquefied, LHV)	8.5 MJ/L	1/3 of LNG
Flame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4–77% in air by volume	6x wider than methane
Autoignition temperature	585°C	220°C for gasoline
Ignition energy	0.02 MJ	1/10 of methane

Notes: cm/s = centimetre per second; kg/m<sup>3</sup> = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre.

Figura 2-3 - Propriedades físicas do hidrogénio comparadas com outras fontes de energia

Fonte: IEA 2019

#### 2.2.4. Riscos e Segurança

À semelhança de outros transportadores de energia, o hidrogénio apresenta determinados riscos para a saúde e para a segurança quando utilizado em larga escala. Deve-se ter em consideração que tópicos como a segurança ou incidentes que estejam relacionados com o hidrogénio podem causar atrasos ou até mesmo impedir que se consiga implementar novas tecnologias energéticas se os riscos não forem bem comunicados e/ou geridos. Como um gás leve de pequenas moléculas, o hidrogénio requer equipamentos e procedimentos especiais no seu manuseamento. O hidrogénio é tão pequeno que se pode difundir em alguns materiais, incluindo alguns tipos de tubo de ferro e de aço, o que pode vir a aumentar a probabilidade de falha. Devido à sua pequena dimensão também existe alguma facilidade de existirem fugas de hidrogénio pelos vedantes e/ou conectores, comparativamente com moléculas maiores como o gás natural.

Apesar de o hidrogénio não ser um gás tóxico, este é bastante volátil o que indica que a sua velocidade de chama é bastante alta e que necessita de uma pequena quantidade de energia para que se dê a sua ignição. Mas dada a sua alta fluatibilidade e difusidade é possível mitigar estes efeitos uma vez que se consegue dissipar com rapidez. Dadas as suas propriedades químicas o hidrogénio é um gás incolor e inodoro, que produz uma chama invisível a olho nu, tornando difícil que uma pessoa que não se encontre adequadamente equipada não consiga detetar fugas ou incêndios originados por este gás. Contudo, de um ponto de vista industrial já há décadas de experiência no que diz respeito à utilização de hidrogénio, quer isto dizer que, atualmente existem protocolos em vigor para o manuseamento seguro de hidrogénio, na indústria, e também para as infraestruturas de reabastecimento específicas para cada local. Apesar de existirem protocolos e dos mesmos estarem a ser implementados, os mesmos são bastante complexos e, de modo geral, desconhecidos em comparação com os outros transportadores de energia. A utilização generalizada no sistema energético poderia trazer novos desafios, uma vez que seria necessário um maior desenvolvimento e quaisquer dúvidas e preocupações públicas deveriam ser esclarecidas e aliviadas (Gaster, 2024).

## 3. Produção de hidrogénio e de produtos à base de hidrogénio

Como previamente mencionado, a produção de hidrogénio pode ser feita a partir de diversas fontes de energia e tecnologias. Atualmente, a produção global de hidrogénio é feita, maioritariamente, a partir de combustíveis fósseis, sendo que o hidrogénio produzido por processos de eletrólise – a partir de água e eletricidade – ainda desempenha um papel a uma escala mínima. Com a redução dos custos da energia renovável, principalmente a energia solar e eólica, o interesse na produção de hidrogénio por eletrólise aumenta, assim como o interesse na possibilidade de, adicionalmente, se conseguir converter esse hidrogénio em combustíveis ou em matérias-primas à base de hidrogénio, como hidrocarbonetos sintéticos e amoníaco, que são os mais compatíveis com o hidrogénio e com as infraestruturas existentes.

### 3.1. Produção de hidrogénio na atualidade

Com a possibilidade de extrair hidrogénio a partir de combustíveis fósseis, de biomassa, da água ou de uma mistura de ambos (figura 3-1), atualmente cerca de 275 Mtep de energia são utilizados para a produção do mesmo, sendo que, aproximadamente, 2% da procura global total de energia primária. Como a principal fonte da produção de hidrogénio, o gás natural e os reformadores de metano a vapor (que utilizam gás natural) são as principais ferramentas para a produção dedicada de hidrogénio nas indústrias de amoníaco e metanol nas refinarias. O gás natural representa cerca de três quartos da produção anual dedicada de hidrogénio, com cerca de 70 Mt de hidrogénio e utilizando cerca de 205 mil milhões de metros cúbicos de gás natural, representando 6% da utilização global de gás natural. Devido ao seu papel dominante na China, o carvão representa cerca de 23% da produção global dedicada ao hidrogénio e utiliza cerca de 107 Mt de carvão, representando 2% da utilização global do carvão (Wang et al., 2022). O restante é representado pela utilização de petróleo e de eletricidade para a produção dedicada de hidrogénio.

A dependência do gás natural e do carvão indica que a produção de hidrogénio está associada a significativas emissões de CO<sub>2</sub>: cerca de 10 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada tonelada de hidrogénio produzido a partir de gás natural e cerca de 19 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada tonelada de hidrogénio produzido a partir do carvão e cerca de 12 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada tonelada de hidrogénio quando produzido a partir de petróleo. Resultando em cerca de 830 milhões toneladas de CO<sub>2</sub> por ano (Biroi, 2019).

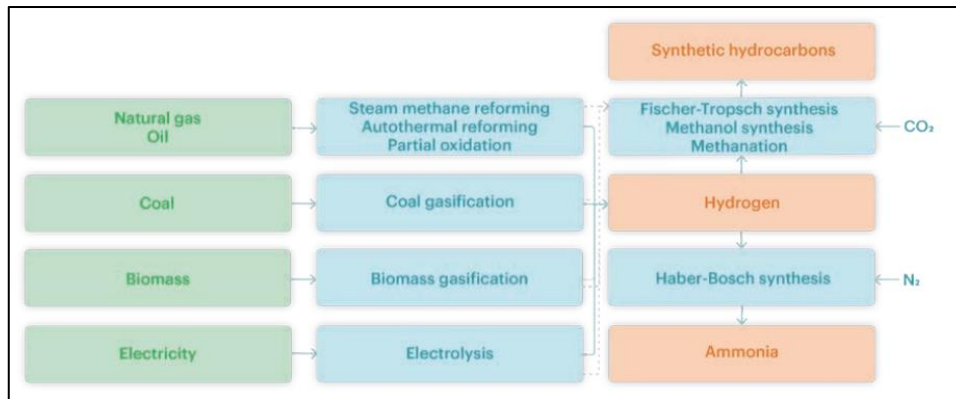


Figura 3-1 - Potenciais hipóteses de produção de hidrogénio e produtos de base-hidrogénio

Fonte: IEA 2019

## 3.2. Hidrogénio por Gás Natural

No processo de SMR (Reforma a Vapor de Metano) o gás natural é utilizado tanto como combustível como matéria-prima (juntamente com água). Tipicamente 30 a 40% do gás natural é queimado como fonte de alimentação durante o processo, resultando em vapor “diluído” de CO<sub>2</sub> enquanto os restantes 60 a 70% são divididos, pelo processo, em hidrogénio e CO<sub>2</sub> “de processo” mais concentrado. A probabilidade do processo de SMR se manter como a tecnologia dominante para a produção de hidrogénio em larga escala, a curto prazo, é grande. Uma vez que este processo tem associado uma economia favorável e que o mesmo tem atualmente uma grande quantidade de unidades em operação (IEAGHG, 2017).

### 3.2.1. Opções tecnológicas para hidrogénio com baixo carbono

Através da utilização de CCUS (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono) em centrais de SMR é possível conseguir-se reduzir as emissões de carbono até 90 %, quando aplicada no processo e aos vapores emitidos durante a produção. Atualmente, diversas centrais de SMR em que se aplica CCUS já se encontram operacionais cujas produções, entre elas, chegam a atingir 0,5MtH<sub>2</sub>/ano.

Nas centrais de SMR existem várias maneiras de capturar CO<sub>2</sub>, (figura 3-2):

- Separação de CO<sub>2</sub> nos sistemas de gases de alta pressão sintetizados, que permitem reduzir as emissões até 60%;

- Captura de CO<sub>2</sub> nos gases de combustão “diluídos”, que permitem reduzir as emissões até 90%; mas economicamente não se torna tão viável uma vez que aumenta os custos em, aproximadamente, 80USD/tCO<sub>2</sub> em centrais comerciais e 90 a 115 USD/tCO<sub>2</sub> em centrais integradas de amoníaco e metanol (que apresentam emissões de CO<sub>2</sub>) mais diluídas (IEAGHG, 2017).

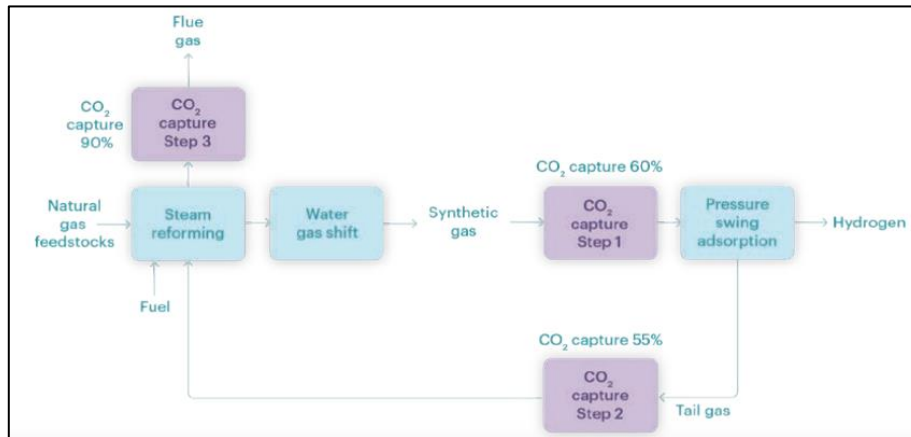


Figura 3-2 - Produção de Hidrogénio a partir de gases com CCUS

Fonte: IEAGHG, 2017

ATR (Reforma Térmica Automática) é uma tecnologia alternativa na qual o calor necessário é produzido no próprio reformador, isto é, todo o CO<sub>2</sub> que é produzido dentro dos reatores, que permitem que exista taxas de recuperação de CO<sub>2</sub> mais altas do que as que se consegue obter pelo processo de SMR. O processo de ATR também permite que a captura das emissões tenha custos mais baixos do que os custos no processo de SMR devido a concentrações mais elevadas dos gases emitidos. Estudos demonstram que os custos dos processos de SMR, com capturas de gases superiores a 90%, são significativamente mais altos do que os custos associados a processos comparáveis de ATR (Leeds City Gate, 2017).

### 3.3. Custos da produção de hidrogénio a partir der gás natural

Os custos de produção de hidrogénio a partir de gás natural são influenciados por vários fatores tecnológicos e económicos, tendo os preços do gás e as despesas de capital (CAPEX) como os fatores de maior importância. Os custos com a maior componente, em todas as regiões, são os custos dos combustíveis que representam entre 45 e 75% dos custos das produções (figura 3-3). Os baixos preços dos combustíveis no Médio Oriente, na Rússia ou na América do Norte dão origem a alguns dos menores custos de produção de hidrogénio, mas para países como o Japão, Coreia

e a Índia têm de suportar os preços de importação do combustível o que faz aumentar os custos de produção de hidrogénio nesses países (Jones et al., 2018).

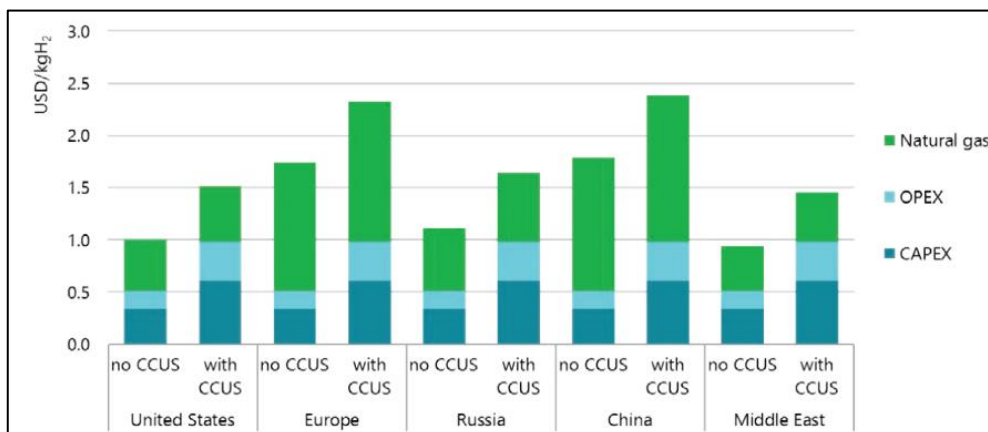


Figura 3-3 - Hydrogen production costs using natural gas in different regions, 2018

Fonte: IEA 2019

### 3.4. Produção de hidrogénio a partir de água e eletricidade

A eletrólise da água é um processo eletroquímico que divide a água em hidrogénio e oxigénio. Globalmente menos de 0,1% da produção dedicada ao hidrogénio é proveniente da eletrólise da água e o hidrogénio resultante deste processo é utilizado principalmente nos mercados que necessitam hidrogénio com um elevado nível de pureza. Para além do hidrogénio produzido através deste processo, cerca de 2% do hidrogénio global total é criado como um subproduto da eletrólise cloro-alcali na produção de cloro e soda cáustica.

Com a redução dos custos da eletricidade renovável, especialmente na energia solar e eólica, o interesse na produção de hidrogénio a partir destas fontes de energia está a aumentar e têm sido realizados vários projetos de demonstração nos últimos anos. Atualmente, a eficiência dos sistemas de eletrólise varia entre 60 e 81%, dependendo da tipologia da tecnologia utilizada e do fator de carga. Produzir toda a produção dedicada de hidrogénio para a necessidade atual, cerca de 69MtH<sub>2</sub>, a partir de eletricidade iria requerer uma necessidade de 3600TWh (terawatts hora), que representa um valor mais elevado do valor gerado anualmente na União Europeia (Gaster, 2024).

O processo de eletrólise requer água e eletricidade, em que é possível produzir 1kg de hidrogénio e 8 a 9kg de oxigénio com, cerca de, 9 litros de água. O oxigénio produzido como resultado deste processo pode ser utilizado, embora que em pequena escala,

pelos serviços de saúde ou, em larga escala, em processos industriais. Caso toda a produção de hidrogénio atual, cerca de 70MtH<sub>2</sub>, passasse a ser produzida através de eletrólise seria necessário, aproximadamente, 617Mm<sup>3</sup> (milhões de metros cúbicos) que corresponderia a 1,3% de todo o consumo de água no setor energético ou cerca de duas vezes o consumo de água utilizado nos processos de SMR (Birol, 2019).

Água potável pode ser um problema em zonas em que a água é um recurso escasso, recorrer a água salgada poderia tornar-se uma alternativa, em zonas costeiras. Recorrendo à osmose inversa, para a dessalinização da água, requer cerca de 3 a 4 kWh/m<sup>3</sup> e teria um preço associado de 0,7 a 2,5 USD/m<sup>3</sup> (Tractebel, 2019). O impacto nos custos da eletrólise da água seria mínimo, aumentando os custos de produção de hidrogénio para 0,01 a 0,02 USD/kgH<sub>2</sub>. Devido à composição da composição da água salgada, a sua utilização direta na eletrólise da água iria causar danos corrosivos e à produção de cloro, pelo que esta alternativa deve ser estudada e novas tecnologias devem ser desenvolvidas para que possa ser uma alternativa viável no futuro.

### 3.5. Opções Tecnológicas

Atualmente existem três tipos de tecnologia predominantes: eletrólise alcalina, eletrólise por troca de membrana de protões (PEM) e eletrólise de células de óxido sólido (SOECs). Apresenta-se na figura 3-4, a suas principais características técnicas e económicas resumidas.

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
Operating pressure (bar)	1–30			30–80			1		
Operating temperature (°C)	60–80			50–80			650 – 1 000		
Stack lifetime (operating hours)	60 000 – 90 000	90 000 – 100 000	100 000 – 150 000	30 000 – 90 000	60 000 – 90 000	100 000 – 150 000	10 000 – 30 000	40 000 – 60 000	75 000 – 100 000
Load range (% relative to nominal load)	10–110			0–160			20–100		
Plant footprint (m <sup>2</sup> /kW <sub>e</sub> )	0.095			0.048					

Figura 3-4 – Características tecnológicas e económicas de diferentes tipos de eletrolisadores

Fonte: IEA 2019

### 3.5.1. Eletrólise Alcalina

Este processo de eletrólise tem sido utilizado desde 1920, com principal foco na utilização de hidrogénio para as indústrias de produção de fertilizantes e cloro. A operação do processo de eletrólise alcalina tem uma carga mínima de funcionamento que pode ir desde os 10% até à capacidade máxima total do projeto. Vários projetos deste processo com uma capacidade de, até, 165MW foram construídos durante o último século, em países com grandes recursos de energia hidroelétrica, como por exemplo o Canadá, Egípto, Índia e Noruega, mas, apesar de quase todos os projetos tenham sido desativados quando os processos de produção de hidrogénio a partir do gás natural e pela reforma do metano a vapor se tornaram populares na década de 1970. Como o processo de eletrólise alcalina não utiliza materiais preciosos para a produção de hidrogénio, os seus custos associados são relativamente baixos quando comparados com as outras tecnologias de eletrólise (Rashid et al., 2015).

### 3.5.2. Eletrólise PEM

Introduzido nos anos de 1960 pela General Electric, este processo tinha como objetivo ultrapassar os desafios observados no processo de eletrólise alcalina. Neste processo utiliza-se a água “pura” como solução da eletrólise de modo a se evitar a recuperação e a reciclagem da solução de hidróxido de potássio, necessária para o processo anteriormente mencionado. As infraestruturas para o processo de eletrólise PEM são relativamente mais pequenas, tornando este processo numa alternativa mais atrativa para a produção de hidrogénio em áreas urbanas com uma densidade populacional maior. Através deste processo é possível produzir hidrogénio altamente comprimido que permite que a produção seja descentralizada, facilita o armazenamento do mesmo (entre 30 e 60 bar), não sendo necessária a utilização de compressores, em que o armazenamento era feito a pressões mais elevadas (100 a 200 bar) e, ainda, torna possível a realização de operações mais flexíveis, incluindo a capacidade de fornecer outros serviços à rede elétrica. A capacidade de produção para este processo pode variar entre os 0 e os 160% da capacidade do projeto, ou seja, é possível sobrecarregar o processo de eletrólise por algum tempo, caso o projeto tenha sido desenvolvido com a capacidade para esse sobre carregamento (Agora Verkehrswende et al., 2018).

Contudo, este processo necessita de elétrodos catalíticos, compostos por platina e irídio, que têm um preço significativamente elevado e o período de vida destes materiais é mais curto que os materiais utilizados na eletrólise alcalina. De um modo geral, os custos deste processo são mais elevados uma vez que não existem tantos projetos, quando comparados com os da eletrólise alcalina.

### 3.5.3. Eletrólise de células de óxido sólido (SOECs)

O processo de eletrólise menos desenvolvido, ainda não comercializados, apesar de existirem que estão a demonstrar interesse em trazer este processo para o mercado. O processo por SOECs utiliza cerâmica como eletrólitos e materiais com baixos custos, a sua operação é realizada a elevadas temperaturas e com eficiências elétricas elevadas. Devido à sua utilização de vapores para a realização da eletrólise, este processo precisa de uma fonte de calor. Se o hidrogénio produzido fosse utilizado para a produção de hidrocarbonetos sintéticos, o calor desperdiçado nestes processos de síntese poderiam ser reutilizados para produzir vapor para a futura produção de hidrogénio por eletrólise SOEC. As centrais nucleares, centrais térmicas e centrais geotérmicas poderiam ser utilizadas como fontes de temperatura para a eletrólise (Agora Verkehrswende et al., 2018).

Ao contrário dos processos previamente descritos, os processos de eletrólise por SOEC podem ser utilizados inversamente, ou seja, a partir deste processo é possível converter o hidrogénio em energia (figura 3-5). Esta produção inversa pode significar que a partir deste processo é possível fornecer algum equilíbrio à rede energética em combinação com o armazenamento de hidrogénio, o que iria possibilitar um aumento geral da utilização dos equipamentos, o que traria o desafio de superar a degradação dos materiais, como resultado do aumento da utilização e das altas temperaturas associadas a este processo de eletrólise.

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
CAPEX (USD/kW <sub>e</sub> )	500	400	200	1 100	650	200	2 800	800	500
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

Figura 3-5 - Comparação entre os processos de eletrólise alcalino, PEM e SOEC

Fonte: (Agora Verkehrswende et al., 2018)

Nas últimas décadas houve um aumento na quantidade de projetos para os processos de eletrólise com o objetivo de produzir hidrogénio a partir de água. O tamanho médio das unidades das adições aos processos de eletrólise tem vindo a aumentar, passando de 0,1MW entre 2000 e 2009 para 1,0MW entre 2015 e 2019, este aumento indica uma mudança dos pequenos projetos piloto começarem a evoluir para projetos em escala comercial. Esta evolução poderá começar a criar economias numa escala que irá ajudar a reduzir os custos associados a estes processos, que por sua vez

permitirá ampliar a cadeia de fornecimento na indústria da eletrólise (figura 3-6) (Birol, 2019).

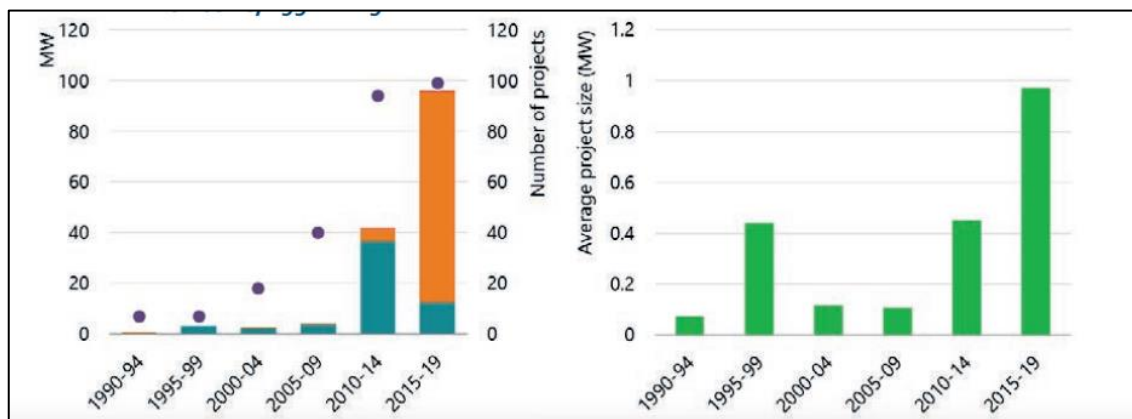


Figura 3-6 -Desenvolvimento do aumento de capacidade de eletrólise para propósitos energéticos e tamanho médio de cada unidade, 1990-2019

Fonte: IEA 2019

### 3.6. Custos da produção de hidrogénio a partir de água e eletricidade

Os custos de produção de hidrogénio a partir da eletrólise da água são influenciados por vários fatores tecnológicos e económicos, com os requerimentos do CAPEX, a eficiência da conversão, custos de eletricidade e as horas de operação como os fatores mais impactantes. Os requerimentos do CAPEX atualmente variam entre os 200 e os 1400 USD/kW, para o processo de eletrólise alcalina, entre os 1100 e os 1800 USD/kW, para o processo de eletrólise por PEM e entre os 2800 e os 5600 USD/kW, para o processo de SOEC. Em conjunto, os processos de eletrólise alcalinos e PEM são responsáveis por 50% e 60% dos custos do CAPEX, respetivamente, sendo a alimentação para os equipamentos eletrónicos, condicionamento de gases e outros componentes dos projetos o restante dos custos (Birol, 2019).

A redução de custos futuros será influenciada pela inovação tecnológica e pela escala económica que os processos de produção consigam alcançar. A figura 3-7 representa o potencial da redução de custos nos processos, atuais, da eletrólise alcalina e PEM ao mudar o sistema para conjuntos maiores, combinando sistemas de eletrólise de modo a se conseguir aumentar a capacidade geral dos sistemas de eletrólise.

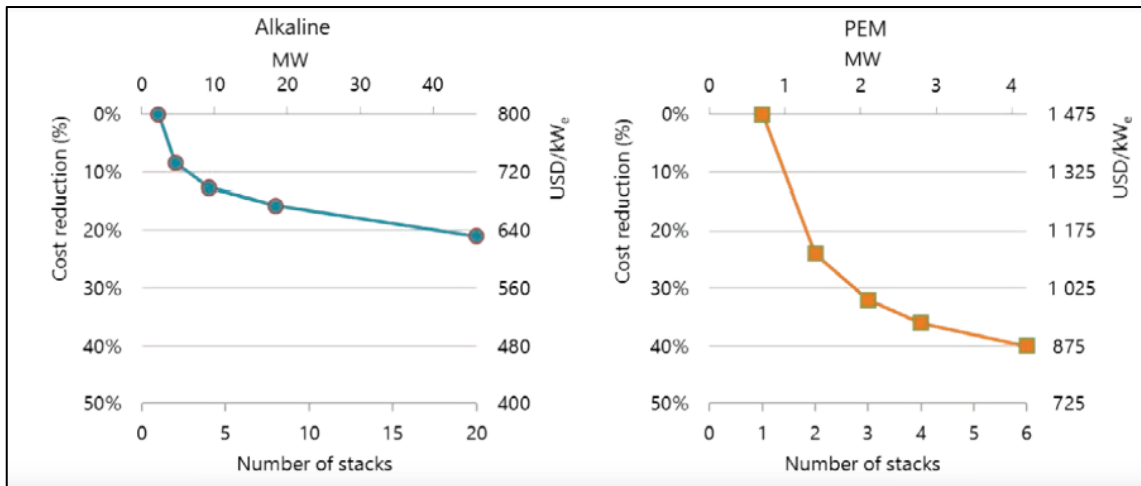


Figura 3-7 – Redução de custos, CAPEX, esperada com utilização de conjuntos de eletrólise maiores  
 Fonte: IEA 2019

Com o aumento das horas de produção, o impacto dos custos de CAPEX no custo nivelado do hidrogénio diminui e o impacto dos custos de eletricidade aumenta (figura 3-8). Com baixos custos de eletricidade disponíveis em níveis que consigam garantir que a eletrólise consiga operar com um número de horas de carga relativamente elevado, torna-se essencial que a produção de hidrogénio tenha um custo baixo (IEA, 2019).

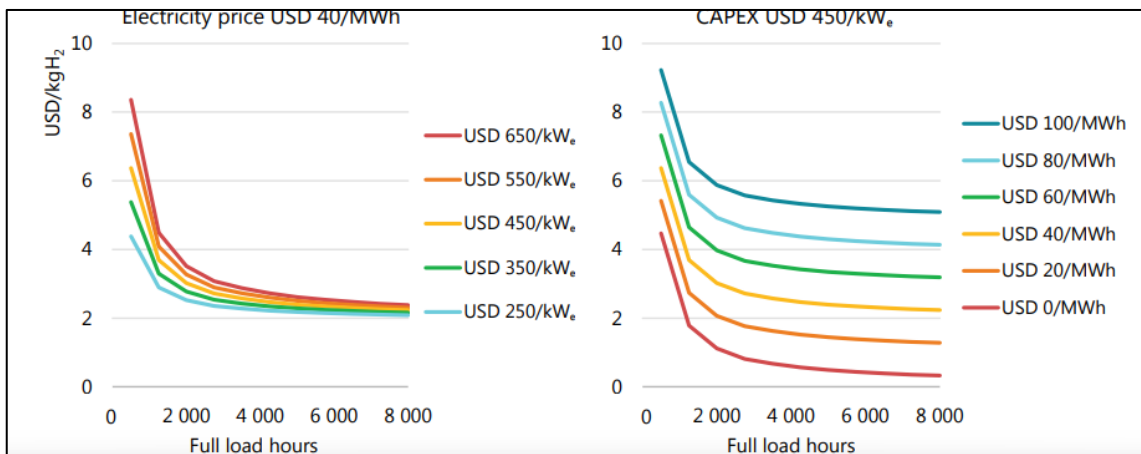


Figura 3-8 – Nivelção futura dos custos da produção de hidrogénio por horas de produção para diferentes processos de eletrólise  
 Fonte: IEA 2019

Nos sistemas elétricos com uma crescente participação de energias renováveis, é possível que exista uma disponibilidade de excesso de energia a baixos custos. Com a capacidade de armazenar o hidrogénio, produzido a partir da eletrólise, é possível considerar esse armazenamento como eletricidade em excesso, uma vez que é possível converter o hidrogénio como eletricidade posteriormente, quando houver necessidade

de introduzir energia na rede elétrica. Contudo, se essa eletricidade em “excesso” estiver disponível apenas ocasionalmente, a mesma não pode ser considerada como um meio de baixar os custos, podendo, até mesmo, considerar-se que uma produção com mais horas de carga tenha custos mais baixos do que ter armazenamento que só esteja disponível ocasionalmente.

A relação entre os custos da eletricidade e as horas de operação tornou-se evidente ao se estudar os processo de eletrólise que utilizam eletricidade da rede para a produção de hidrogênio (figura 3-9). Em que a eletricidade com um custo muito mais baixo está disponível, geralmente, apenas por muito poucas horas por ano, isto implica que exista uma baixa utilização dos processos de eletrólise e aumenta os custos do hidrogênio, estando estes valores refletidos no custos do CAPEX. Apesar de, com um aumento de horas de trabalho, os custos de eletricidade associados aumentarem também haverá uma maior utilização da eletrólise o que irá levar a uma redução nos custos de produção de uma unidade de hidrogênio até um nível, ótimo, de cerca de 3000 a 6000 horas equivalentes a plena carga. Deve-se ter em conta, também, que com preços de eletricidade mais altos durante as horas de pico levam a que exista um aumento nos custos de produção por unidade de hidrogênio (Barlett & Krupnick, 2020).

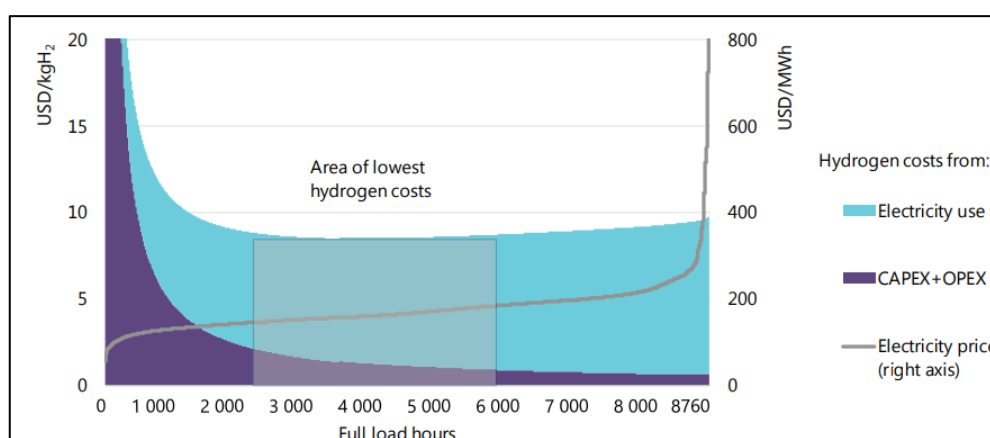


Figura 3-9 – Custos da produção de hidrogênio a partir da eletrólise com energia da rede elétrica

Fonte: IEA 2019

Uma produção dedicada a eletricidade a partir de fontes renováveis ou de energia nuclear oferece uma alternativa à utilização de eletricidade de rede a partir de hidrogênio. Ao reduzir os custos da produção de eletricidade por energia solar e eólica, construir projetos de produção de hidrogênio por eletrólise em locais com excelentes condições de recursos renováveis pode tornar-se numa opção de fornecimento de hidrogênio de baixo custo, mesmo ao se considerar os custos associados à transmissão

e à distribuição para transportar o hidrogénio dessas localizações, por vezes remotas, até aos consumidores finais.

### 3.7. Hidrogénio a partir do carvão

A produção de hidrogénio a partir de carvão utiliza uma tecnologia de gasificação, utilizada há várias décadas pelas indústrias de químicos e fertilizantes como meio de produção de amoníaco, especialmente na China. a nível global existem cerca de 130 centrais que recorrem a este método, sendo que 80% estão localizadas na China.

A produção de hidrogénio a partir do processo de gasificação de carvão emite cerca de  $19\text{tCO}_2/\text{tH}_2$ , representando cerca de duas vezes mais do que é emitido pelos processos de produção de hidrogénio por gás natural (Albrecht et al., 2017).

#### 3.7.1. Opções Tecnológicas

Uma elevada intensidade de emissões de  $\text{CO}_2$  na produção de hidrogénio à base de carvão indica que a tecnologia utilizada na captura de carbono neste processo necessita de ser desenvolvida para que este processo possa ter um futuro numa realidade que se pretende alcançar, de produzir hidrogénio com baixo carbono. A utilização de CCUS trazem alguns desafios: o carvão utilizado na produção de hidrogénio tem uma relação de hidrogénio-carbono relativamente baixa, sendo esta de 0,1:1 (hidrogénio: carbono), na qual está implícito um alto nível de impurezas na matéria-prima (enxofre, azoto e minerais) (Albrecht et al., 2017).

O desempenho individual das tecnologias de captura de  $\text{CO}_2$  e os métodos de integração das mesmas diferem em termos de taxa de remoção de  $\text{CO}_2$ , bem como nos níveis de pureza de hidrogénio e de  $\text{CO}_2$ . Os requisitos de pureza do hidrogénio podem variar bastante dependendo da sua aplicação final. Enquanto a maioria das células de combustível requerem que elevados níveis de pureza, já os níveis de pureza requeridos para as turbinas a gás, refinarias e caldeiras industriais são mais baixos. Não existem muitas tecnologias com a capacidade de produzir hidrogénio com um nível de pureza tão elevado como de  $\text{CO}_2$  suficientemente puro de modo a ser utilizado ou armazenado, uma vez que estas tecnologias de separação de gases são feitas com foco na remoção de hidrogénio ou de  $\text{CO}_2$ . A combinação ideal da rota de produção de hidrogénio e da tecnologia de captura vai depender da utilização que será dada ao hidrogénio, bem como os custos da sua produção.

A grande maioria da produção de hidrogénio a partir do carvão, como mencionado previamente, encontra-se na China com o principal objetivo de produzir amoníaco.

Enquanto a China explora o papel que o hidrogénio pode ter na sua economia, a produção de hidrogénio a partir de carvão vai continuar a ser o processo mais utilizado devido aos baixos custos associados a este processo, com os custos de produção a rondar cerca de 1USD/kgH<sub>2</sub>. Combinar a utilização do processo de produção de hidrogénio com CCUS, atualmente, é o método com os custos mais baixos e que permitem uma produção de hidrogénio mais limpa, na China, mas as tecnologias atuais apenas conseguem reduzir a emissão de gases de efeito estufa a 2kgCO<sub>2</sub> por cada kgH<sub>2</sub>, enquanto tecnologias mais avançadas possam vir a permitir uma redução de 0,4kgCO<sub>2</sub> por cada kgH<sub>2</sub> (The Asian Renewable Energy Hub, 2019).

### 3.7.2. Custos da produção de hidrogénio a partir do carvão

Os requisitos da CAPEX representam cerca de 50% dos custos de produção de hidrogénio a partir do carvão, enquanto por combustíveis fósseis representam cerca de 15 a 20% (figura 3-10). A disponibilidade e o custo do carvão desempenham um papel crucial na determinação da viabilidade dos projetos de produção de hidrogénio à base do carvão.

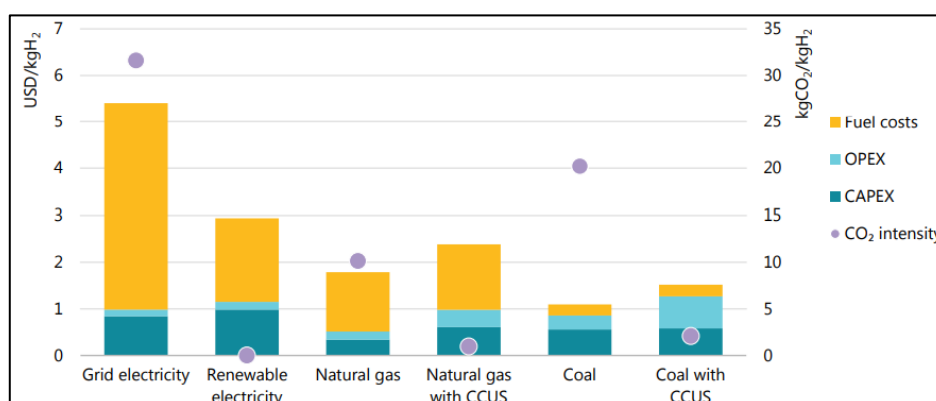


Figura 3-10 – Custos de produção de hidrogénio na China, 2019

Fonte: IEA 2019

A redução da pegada de carbono será um fator crítico para a prospeção dos projetos de hidrogénio produzido à base de carvão. Ao adicionar CCU's à produção de hidrogénio neste processo cria uma expectativa de aumentar o CAPEX e os custos de combustível em 5% e o OPEX em 130% (The Asian Renewable Energy Hub, 2019).

### 3.8. Hidrogénio a partir de biomassa

É possível produzir hidrogénio a partir de biomassa de diferentes maneiras. A maneira como os microrganismos atuam sobre o material orgânico para produzir biogás (processo conhecido como digestão anaeróbica) ou uma combinação de ácidos, álcool

e gases (fermentação). A gaseificação termoquímica da biomassa é um processo que funciona de forma semelhante à gaseificação do carvão, convertendo a biomassa numa mistura de monóxido de carbono, CO<sub>2</sub>, hidrogénio e metano. Com a gaseificação seria possível converter, potencialmente, toda a matéria orgânica, mais especificamente o componente de lignina de biomassa. Embora existam vários projetos de demonstração de gaseificação de biomassa no mundo, a tecnologia ainda não está totalmente desenvolvida, e o problema da formação de alcatrões que poderão causar o envenenamento do catalisador, ainda por resolver (Introzzi & Roskothen, 2017). De todos os modos os gases produzidos necessitariam de ser adicionalmente processados para extrair o hidrogénio.

O complexo processo de produção de hidrogénio por biomassa significa que, de um modo geral, é uma forma em que a produção de hidrogénio com baixo teor de carbono apresenta mais custos associados do que o processo de eletrólise que utiliza a energia produzida por painéis solares ou por turbinas eólicas. O seu potencial para a produção de hidrogénio em larga escala, a partir da biomassa, pode ser limitado pela disponibilidade de biomassa com baixos custos. Contudo, a combinação da produção de hidrogénio a partir de biomassa com a captura e armazenamento, do carbono resultante do processo, pode ser considerada como uma opção para se criar as chamadas “emissões negativas”, que podem vir a ter um papel importante no futuro.

### 3.9. Produção de hidrogénio por processos alternativos

A curto prazo, até 2030, existe uma grande possibilidade em que os processos de produção de hidrogénio a partir de combustíveis fósseis continuem a ser os principais devido aos custos associados, principalmente os processos que utilizam gás natural, uma vez que os custos para estes processos, sem a adição de CCUS (Utilização, Armazenamento e Captura de Carbono), estejam entre os 1 a 2 USD/kgH<sub>2</sub>, dependendo dos preços locais do gás.

Através da seguinte figura, figura 3-11, é possível observar a estimativa dos preços das diferentes tecnologias, em 2030, para a produção de hidrogénio e, também, é possível averiguar que os custos dos combustíveis são a maior componente dos custos de produção de hidrogénio. Isto significa que os custos do hidrogénio serão amplamente influenciados pelos custos da eletricidade e do gás, ou por parâmetros que influenciem esses custos, como as eficiências de conversão, por exemplo. Os custos de produção por eletrólise também podem ser sensíveis aos requisitos do CAPEX, principalmente em projetos que operem com poucas horas a plena carga (Barlett & Krupnick, 2020).

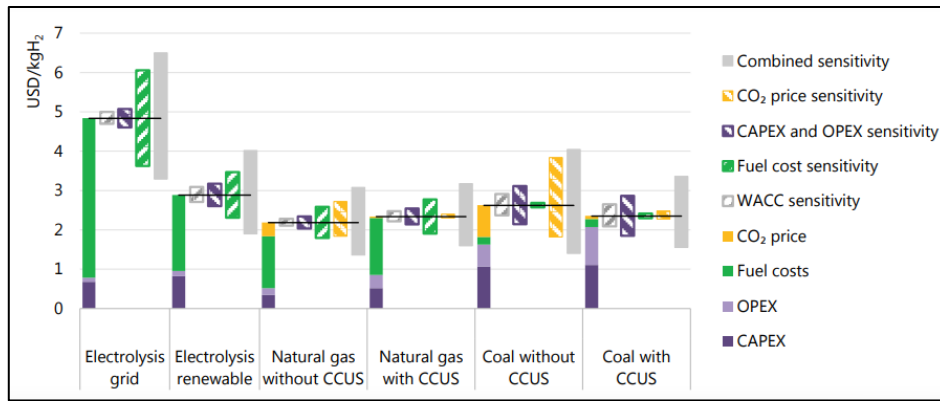


Figura 3-11 – Custos de produção de hidrogénio para as diferentes opções de tecnologias, 2030

Fonte: IEA 2019

As quantidades de carbono do hidrogénio proveniente do gás natural, sem CCUS, é aproximadamente metade das quantidades que se verificam no hidrogénio proveniente do carvão, sem CCUS. As quantidades de CO<sub>2</sub> resultantes dos processos de eletrólise dependem da quantidade de energia utilizada no processo, uma vez que as perdas durante o processo de conversão, durante a produção de eletricidade, significam que ao utilizar a eletricidade produzida nas centrais a gás natural ou a carvão resultariam em emissões de CO<sub>2</sub> mais elevadas do que utilizar diretamente o gás natural ou o carvão para a produção direta de hidrogénio. Isto significa que para a eletrólise ter a mesma quantidade, ou uma menor quantidade, de CO<sub>2</sub> resultante do processo de produção de hidrogénio a partir de gás natural, sem CCUS, a quantidade de eletricidade deve ser inferior a 185g de CO<sub>2</sub>/kWh, um pouco superior a metade das emissões de uma central elétrica, moderna, que utiliza o gás natural num ciclo combinado (figura 3-12) (IEA, 2019).

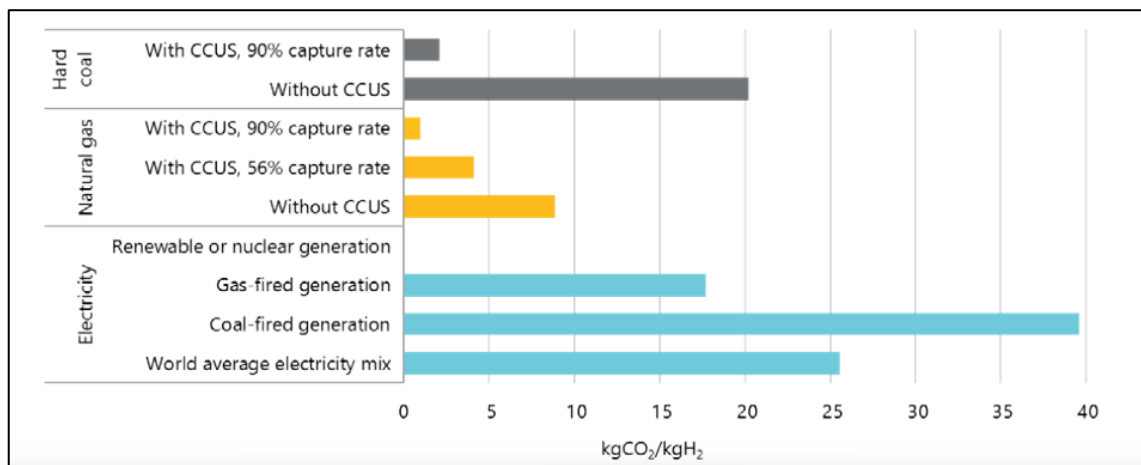


Figura 3-12 – Quantidades de CO<sub>2</sub> na produção de hidrogénio

Fonte: IEA 2019

Atualmente o hidrogénio produzido a partir de fontes de energia renováveis ou o hidrogénio de baixo carbono é, na maioria dos casos, mais caro do que o hidrogénio produzido a partir de combustíveis fósseis. Sendo que o custo da produção de hidrogénio a partir de gás natural se situa entre 1,5 e 3 USD/kgH<sub>2</sub>, enquanto para o hidrogénio gerado a partir de energia renováveis (principalmente energia solar e eólica) os custos são, geralmente, entre os 2,5 e os 6 USD/kgH<sub>2</sub>. Tornar o hidrogénio produzido a partir de gás natural, com CCUS, no Médio Oriente competitivo com a produção de hidrogénio a partir de combustíveis fósseis não tratados iria exigir um preço de 50USD/kgCO<sub>2</sub>, ou iria ser necessário existir um benefício de custo equivalente para a opção de CCUS.

A competitividade futura do hidrogénio de baixo carbono produzido a partir de gás natural, com CCUS, ou de eletricidade renovável vai depender principalmente dos preços do gás e da eletricidade. Ao se conseguir ter preços mais baixos de gás, a eletricidade renovável vai precisar de atingir um intervalo com custos inferiores a 10USD/MWh de modo a se conseguir tornar o processo de eletrólise competitivo, em termos de custo, principalmente quando comparado com o processo que utiliza gás natural e com a adição de CCUS. Já se os preços do gás natural forem mais elevados, por consequência, os preços da eletricidade renovável, que são mais caros, ficariam, mais competitivos (figura 3-13) (O. Schmidt et al., 2017).

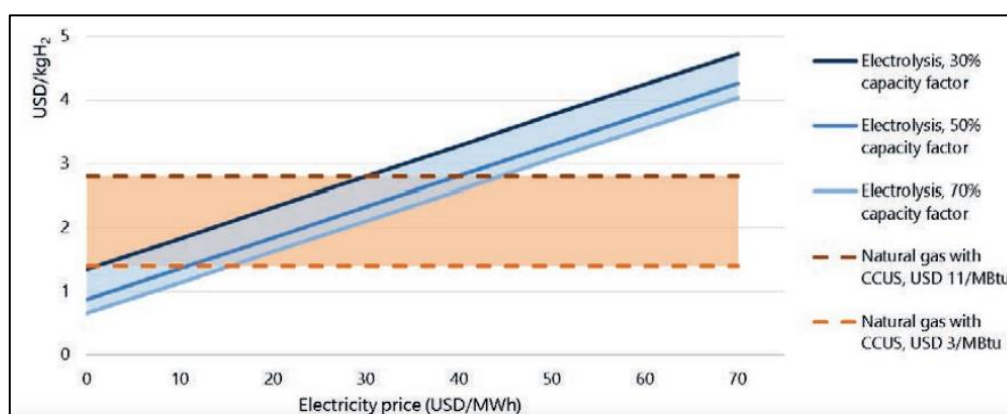


Figura 3-13 – Comparação dos custos de produção do hidrogénio entre a eletricidade renovável e gás natural, com CCUS

Fonte: IEA 2019

O impacto que os custos da eletricidade renovável e do gás natural têm nos custos de produção de hidrogénio torna-se evidente ao se analisar determinados países (figura 3-14). Em países com bons recursos renováveis, mas que estão dependentes da importação de gás natural, especialmente na forma de gás natural liquefeito (LNG), a produção de hidrogénio a partir de energias renováveis pode tornar-se mais barata do

que a produção a partir de gás natural. Já em regiões com recursos baratos, relativamente ao nível do gás natural, a produção de hidrogénio com gás natural, com CCUS, torna-se a opção mais económica e mais viável para o armazenamento de CO<sub>2</sub>.

Existem outros fatores que também são relevantes para a escolha entre as diferentes opções de produção de hidrogénio de baixo carbono. Para a produção de hidrogénio a partir de combustíveis fósseis em combinação com o armazenamento de CO<sub>2</sub>, a disponibilidade geológica e aceitação pública do armazenamento de CO<sub>2</sub> são requisitos essenciais. Já para a eletrólise da água, o acesso a abastecimentos de reservatórios de água é um pré-requisito e, apesar dos custos de tratamento da água representarem uma pequena fração dos custos totais de produção de hidrogénio, os países poderiam considerar a importação de hidrogénio ou de produtos baseados em hidrogénio caso estejam dispostos pagar um preço mais baixo face às alternativas domésticas.

De um ponto de vista económico, é necessário ter em conta a escala de investimentos em projetos desta natureza. Enquanto os projetos com CCUS requerem uma determinada escala para justificar o investimento nas infraestruturas, transportes e armazenamento de CO<sub>2</sub>, os projetos de eletrólise operam numa escala menor devido à utilização de tecnologia mais modular, que pode ir sendo expandida e ajustada às necessidades que possam vir a surgir (Birol, 2019).

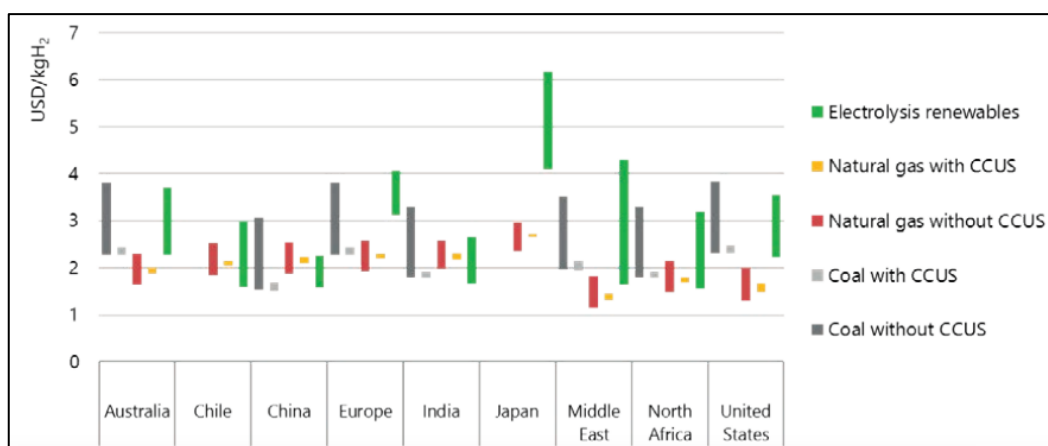


Figura 3-14 - Custos de produção de hidrogénio em diferentes países

Fonte: IEA 2019

## 4. Armazenamento, transmissão e distribuição do hidrogénio

Se o hidrogénio vier a desempenhar um papel significativo nos sistemas de energia limpa e flexíveis, vai dever-se ao facto da possibilidade do mesmo poder ser utilizado e armazenado em grandes quantidades de energia, por longos períodos de tempo, e da possibilidade de ser transportado por longas distâncias. Uma parte crítica para o transporte, transmissão e armazenamento são os custos da infraestrutura associados.

Atualmente, o hidrogénio é geralmente armazenado e entregue sob a forma de gás comprimido ou líquido. A maioria da produção e consumo de hidrogénio é feita localmente, cerca de 85%, sendo o restante transportado por camiões ou *pipelines*, cerca de 15%. Futuramente, o equilíbrio entre estas opções pode vir a mudar e poderão surgir novas alternativas, uma vez que a competitividade das diferentes opções irá depender da distância ao longo da qual o hidrogénio é transportado. O transporte por longas distâncias iria permitir a exportação de hidrogénio entre regiões de produção de baixo custo e regiões de alto custo (figura 4-1). Para países que dependem da importação de energia, o transporte de hidrogénio poderia tornar-se numa maneira de melhorar a diversidade das fontes de energia e aumentar a segurança energética (Global CCS Institute, 2017).

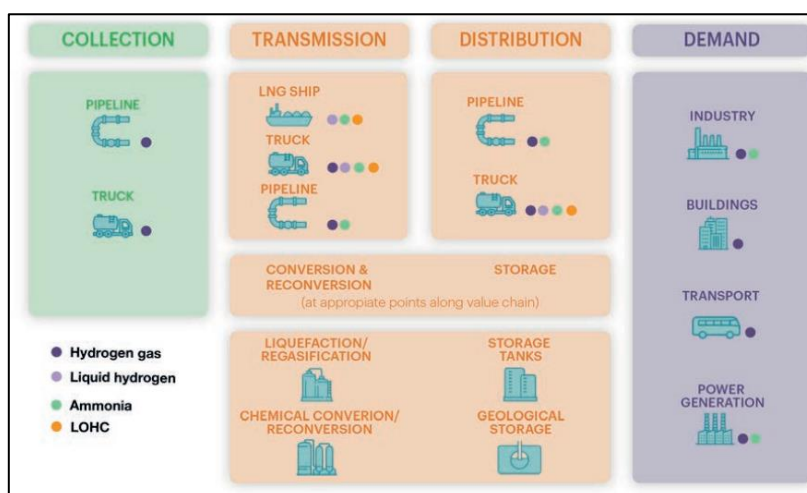


Figura 4-1 - Transmissão, distribuição e armazenamento de elementos da cadeia de valor do hidrogénio

Fonte: IEA 2019

## 4.1. Armazenamento de hidrogénio

Atualmente o hidrogénio é mais comumente armazenado com gás ou líquido em tanques utilizados em aplicações móveis e estacionárias em pequena escala. Contudo, a operação eficiente das cadeias de valor do hidrogénio em larga escala, a nível intercontinental, irá exigir uma ampla variedade de opções de armazenamento. De modo a evitar que existisse um desequilíbrio entre a quantidade armazenada e a quantidade necessária, seria necessário que as opções de armazenamento tivessem uma duração mais longa e que fosse feita em maior escala, o que poderia ajudar a combater as variações das necessidades de energia, quer sejam elas sazonais quer sejam um modo de fornecer resiliência ao sistema energético. Dependendo do volume a ser armazenado, o meio de armazenamento deve ser ajustado, de modo que a duração do armazenamento, a velocidade necessária para a descarga e a disponibilidade, dependendo da região, sejam otimizadas. Todos estes fatores tornam o armazenamento geológico na melhor opção para um armazenamento em larga escala e a longo prazo, uma vez que os tanques são mais adequados para armazenamentos a curto prazo e para pequenas quantidades (HyUnder, 2014).

### 4.1.1. Armazenamento Geológico

As cavernas de sal, reservatórios esgotados de gás natural ou petróleo e aquíferos são todas as opções, viáveis, para o armazenamento em larga escala e de longo prazo de hidrogénio (HyUnder, 2014). Atualmente, são utilizados, para armazenamento de gás natural e apresentam-se como uma alternativa económica bastante atraente, uma vez que se consegue obter uma alta eficiência de armazenamento (comparando a quantidade de hidrogénio injetada com a quantidade de hidrogénio que pode ser extraída), baixos custos operacionais e baixos custos de terreno. Estas características indicam que este tipo de armazenamento é o que se apresenta como uma opção de menor custo para o armazenamento de hidrogénio, apesar de o hidrogénio ter uma baixa densidade energética em comparação com o gás natural (Bünger et al., 2016)

As cavernas de sal têm sido utilizadas para o armazenamento de hidrogénio pelo setor químico no Reino Unido, desde 1970, e no Estados Unidos, desde 1980. De um modo geral custam menos de 0,6 USD/kgH<sub>2</sub> e têm uma eficiência de, aproximadamente, 98% e apresentam um risco baixo de o hidrogénio armazenado sofrer de contaminação (Leeds City Gate, 2017).

Os reservatórios esgotados de petróleo e de gás são tipicamente maiores do que as cavernas de sal, são mais permeáveis, mas contêm contaminantes que iriam obrigar à sua limpeza para evitar a contaminação do hidrogénio a armazenar.

Os aquíferos de água são uma opção, a opção menos desenvolvida, de armazenamento geológico e existem evidências mistas em relação à sua capacidade de adequação para o armazenamento de hidrogénio (embora tenham sido utilizados anteriormente como locais de armazenamento de gás com quantidades entre 50 e 60% de hidrogénio). A viabilidade do armazenamento em reservatórios esgotados e aquíferos ainda necessitam de mais estudos para que possam ser considerados como viáveis. Caso se consiga superar os desafios de armazenamento e se provem como opções viáveis, ambos poderiam ser opções capazes de fornecer armazenamento em escala necessária para o armazenamento sazonal de hidrogénio, especialmente em locais de acesso a cavernas de sal.

Embora o armazenamento geológico ofereça as melhores perspetivas para o armazenamento de longo prazo e em larga escala, a distribuição geográfica, o tamanho e os requisitos mínimos de pressão dos locais os tornam muito menos adequados para um armazenamento em menor escala e num prazo mais curto. Para esse tipo de aplicações os tanques são uma opção mais viável (Bünger et al., 2016).

#### 4.1.2. Tanques de armazenamento

Os tanques utilizados para o armazenamento de hidrogénio comprimido ou liquefeito apresentam taxas de descarga altas, com eficiências de 99%, o que os torna numa opção ótima para aplicações em menores escalas, mas requerem que o armazenamento local de combustível ou de matéria-prima precise de estar prontamente disponível.

O hidrogénio comprimido, a cerca de 700 bar, apresenta apenas 15% da densidade energética da gasolina o que significa que para armazenar uma quantidade de energia equivalente, numa estação de serviço, seria necessário tanques com uma capacidade de armazenamento, aproximadamente, sete vezes maiores.

Estudos continuam a ser realizados, com o objetivo de descobrir maneiras possíveis de reduzir o tamanho dos tanques, especialmente com o objetivo dos tanques que estariam localizados em zonas urbanas. Estes estudos incluem a investigação do potencial dos tanques subterrâneos que consigam tolerar pressões de 800 bar que consigam permitir maiores compressões do hidrogénio. Outros estudos como o armazenamento de materiais em estado sólido, como hidretos metálicos e químicos,

estão num estado inicial de desenvolvimento, mas podem vir a permitir o potencial armazenamento de densidades, de hidrogénio, ainda maiores à pressão atmosférica (Reuß et al., 2017).

## 5. Transmissão e distribuição do hidrogénio

Devido à baixa densidade energética que o hidrogénio apresenta pode tornar-se muito caro transportar hidrogénio por longas distâncias, mas existem várias opções possíveis para superar não só este desafio económico, como a compressão, liquefação ou a incorporação do hidrogénio em moléculas maiores que podem ser transportadas com uma maior facilidade se estiverem em estado líquido. O desenvolvimento de uma nova infraestrutura, com redes dedicadas de gasodutos e de transporte marítimo podem, potencialmente, vir a permitir o transporte de hidrogénio numa escala mais larga para o exterior. Cada opção possível tem uma variedade de vantagens e desvantagens, e a escolha mais barata poderá variar consoante a geografia, distância, escala e utilização final, necessária do hidrogénio (Reuß et al., 2019).

### 5.1. Misturar hidrogénio nas condutas de gás natural

O desenvolvimento de uma nova cadeia de valor do hidrogénio está dependente do sucesso em se conseguir conectar a infraestrutura de produção, transmissão, distribuição, armazenamento e utilização final. Para que tal fosse possível seria exigido investimentos coordenados por diversas entidades no mercado, o que poderia apresentar-se como um desafio para a implementação de uma nova cadeia. Contudo, ao se misturar hidrogénio na infraestrutura de gás natural, já existente, evitaria custos significativos no desenvolvimento dessas infraestruturas de transmissão e de distribuição. Para além disso, há que considerar que uma mistura realizada em baixos níveis, apesar de potenciar um aumento nos custos de entrega de gás natural, poderia potenciar, também, reduções nas emissões de CO<sub>2</sub>. A implementação de uma mistura desta natureza seria consideravelmente mais fácil se fossem tomadas medidas para esclarecer as regulamentações nacionais existentes sobre o hidrogénio no gás natural e harmonizar as regulamentações entre fronteiras.

Existem cerca de 3 milhões de quilómetros de gasodutos de transmissão de gás natural por todo o mundo e quase 400 mil milhões de metros cúbicos de capacidade de armazenamento subterrâneo; também existe uma infraestrutura estabelecida para o transporte internacional de gás natural liquefeito (LNG) (SNAM, 2018). Caso parte dessa infraestrutura pudesse ser utilizada para transportar e utilizar hidrogénio, poderia ser possível proporcionar um grande impulso no desenvolvimento do hidrogénio. Dando o exemplo de uma mistura de 3% de hidrogénio no consumo global de gás natural iria exigir cerca de 12 MtH<sub>2</sub>. Se a maior parte desse hidrogénio fosse proveniente de processos de eletrólise, só por si, seria necessária uma capacidade de, cerca de 100

GW instalada de eletrolisadores, capacidade esta que possibilitaria uma redução de cerca de 50% no custo total de eletrolisadores.

Alguns componentes existentes ao longo da cadeia de valor do gás natural têm uma alta tolerância para a mistura com o hidrogénio (figura 5-1). Por exemplo, os gasodutos de distribuição de polietileno podem lidar com até 100% de hidrogénio, e o projeto *H21 Leeds City Gate*, no Reino Unido pretende demonstrar a viabilidade de fornecer hidrogénio através da rede de distribuição de gás para aquecer residências e empresas (Leeds City Gate, 2017). Da mesma maneira, cavernas de sal podem armazenar hidrogénio puro em vez de gás natural sem necessidade de atualizações. Muitos equipamentos de aquecimento e cozinha a gás na Europa são certificados para utilizarem, até, 23% de hidrogénio, embora os efeitos de tais níveis ao longo de muitos anos de utilização não sejam claros (D. Peng et al., 2016). Contudo, existem outras partes da cadeia de valor do gás natural que não suportam altos níveis de hidrogénio misturado. A maior restrição será, provavelmente, no setor industrial onde muitas indústrias não têm certificação ou não foram avaliadas para poderem recorrer à utilização de gás natural com a mistura de hidrogénio.

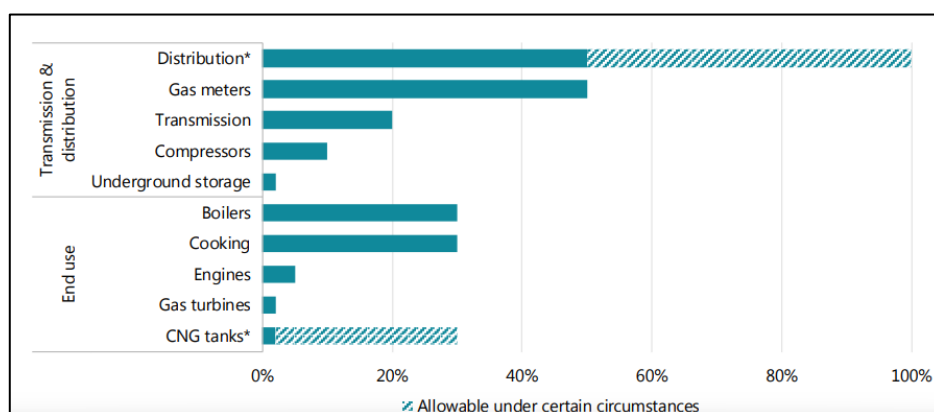


Figura 5-1 – Tolerância de elementos selecionados da rede de gás natural à mistura com hidrogénio

Fonte: IEA 2019

As regulamentações nacionais existentes para a qualidade do gás natural são definidas pelos elementos ao longo da cadeia de valor do gás natural, que não têm tanta capacidade para lidar com a mistura. Em muitas regiões especificam um máximo de 2% de mistura, com outras regiões que especificam entre 4% e 6% (figura 5-2). As especificações para determinados equipamentos também podem ser restritivas, por exemplo, as normas europeias estipulam que o hidrogénio contido nas condutas de gás natural deve estar abaixo de 1% para os sistemas de controlo e vedantes das turbinas a gás. Como o gás natural é comercializado internacionalmente, a harmonização dos limites de mistura entre fronteiras é um passo crucial para apoiar a implementação. Os

padrões devem contar com a possível variabilidade nos níveis de mistura de hidrogénio com o decorrer do tempo. Na Europa, vários comités técnicos e grupos de trabalho da indústria estão a examinar normas para a mistura de hidrogénio, já a Comissão Europeia está a analisar normas e o papel dos gases renováveis e do hidrogénio na rede de gás natural (United Nations, 2014).

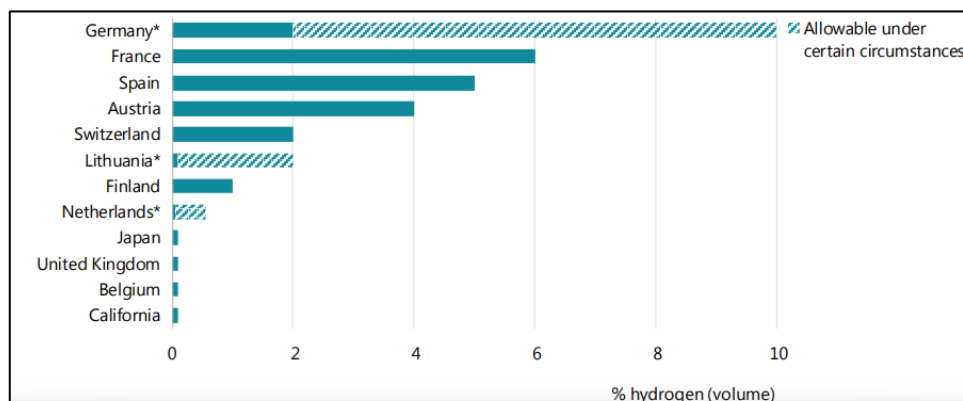


Figura 5-2 – Atuais limites do hidrogénio misturado nas condutas de gás natural

Fonte: IEA 2019

A monitorização da quantidade de hidrogénio injetado na rede e as quantidades de carbono produzidas na sua produção é importante. O método de monitorização, denominado de “garantia de origem”, é essencial para que os operadores possam receber um prémio por fornecer hidrogénio produzido com baixas quantidades de carbono. Para além das questões relacionadas com a rede, as políticas para aumentar os níveis de mistura precisam de permitir a incorporação de estratégias para substituir os equipamentos nas casas, escritórios e em fábricas. A conversão poderia ser feita de maneira progressiva, região a região. A implementação dessa políticas seria demorada e dispendiosa, mas não seria realizada sem antecedentes, como é o caso do Reino Unido, Áustria, Alemanha e Estados Unidos que mudaram a utilização de gás, com 50% de hidrogénio, para o gás natural nas décadas de 1960 e 1970. Sendo que no Reino Unido substituiu-se 40 milhões de equipamentos com um custo de 12 mil milhões de dólares durante 10 anos (SHELL, 2017).

A mistura de hidrogénio nas condutas de gás natural poderia ser utilizada para fornecer hidrogénio puro, caso o mesmo seja separado nos locais de utilização final. Existem diversas formas de fazer essa separação, mas os custos dessas tecnologias e a necessidade de recomprimir o gás natural após a extração torna-se num processo dispendioso.

De um modo geral, a mistura de hidrogénio aumentaria, provavelmente, os custos em cerca de 0,3 a 0,4 USD/kgH<sub>2</sub>. Este aumento é proveniente da necessidade das

estações de injeção nas redes de transmissão e distribuição, bem como dos custos operacionais serem mais elevados (Berger, 2017).

### 5.1.1. Novas infraestruturas de distribuição e de transmissão

O desenvolvimento de novas opções poderiam ser benéficas para o transporte de hidrogénio, desde o ponto de produção até aos utilizadores finais. Tal como o gás natural, o hidrogénio puro pode ser liquefeito antes de ser transportado, aumentando assim a sua densidade. No entanto, o processo de liquefação requer que o hidrogénio seja arrefecido a uma temperatura de até  $-253^{\circ}\text{C}$  e, se o próprio hidrogénio fosse utilizado para fornecer a energia necessária para que o mesmo fosse arrefecido a tal temperatura seria necessário consumir cerca de 25-35% da quantidade inicial de hidrogénio (baseado nas tecnologias atuais) (Ohlig & Decker, 2013). Isto é uma quantidade significativa de energia quando comparada com a energia necessária para a liquefação do gás natural, que consome cerca de 10% da quantidade inicial do gás natural.

### 5.1.2. Transmissão de longa distância

Transportar energia por longas distâncias torna-se mais fácil quando esta é um combustível químico em vez de eletricidade. Uma vez que os combustíveis químicos tendem a ter elevadas densidades energéticas, não sofrendo perdas durante o transporte, beneficiando de economias de escala e permitindo espaço para negociações ou transmissões ponto a ponto através de redes extensas. A maior parte do gás natural e do petróleo são transportados pelo mundo em condutas e em navios, de grande escala, e ambas as opções podem ser igualmente utilizadas para o transporte de hidrogénio.

#### 5.1.2.1. Condutas

Atualmente existem cerca de 5 000 km de condutas de hidrogénio instalados por todo o mundo, comparados com cerca de 3 milhões de quilómetros de condutas de transmissão de gás natural. Estas condutas de hidrogénio existentes são operadas por produtores industriais de hidrogénio e são principalmente utilizados no fornecimentos de hidrogénio utilizado em instalações químicas e para refinarias.

As condutas têm custos operacionais baixos e uma vida útil entre os 40 e os 80 anos. Apresentam como principais desvantagens dois fatores, sendo estes o elevado custo de capital necessários e a necessidade de adquirir direitos de passagem, o que significa que a certeza da futura procura de hidrogénio e o apoio dos governos é essencial para que novas condutas possam ser construídas. As condutas de transmissão de gás

natural de alta pressão existentes poderiam ser convertidas para o transporte de hidrogénio puro no futuro, caso estas não sejam mais utilizadas para a transmissão de gás natural, pelo que a sua adequação deverá ser avaliada consoante o caso presente e do tipo de aço utilizado nas mesmas, assim como da pureza do hidrogénio a transportar (Haeseldonckx & D'haeseleer, 2007). O principal desafio é a necessidade de energia necessária, uma vez que para transportar o mesmo volume de hidrogénio, quando comparado com o gás natural, é preciso três vezes mais energia, a qual poder vir a criar uma necessidade adicional de transmissão e de armazenamento em toda a rede, dependendo do crescimento do hidrogénio no mercado.

#### 5.1.2.2. Transporte

A importação do hidrogénio oferece a possibilidade de os países poderem diversificar as quantidades de energia importada, sendo resultado disso um interesse significativo na utilização de navios para o transporte de hidrogénio. Atualmente não foram desenvolvidos navios que sejam capazes de transportar hidrogénio puro. Navios com essa capacidade teriam de ser construídos à semelhança dos navios de LNG e iria ser requerido que o hidrogénio passasse pelo processo de liquefação para que pudesse ser transportado em estado líquido. Apesar de, tanto os navios quanto o processo de liquefação, apresentarem elevados custos estão já a ser desenvolvidos projetos para que se consiga construir navios adequados ao transporte. a expectativa é que esses navios sejam alimentados pelo hidrogénio que se evapora durante a viagem (estimando-se que 0,2% da carga seja consumida diariamente, à semelhança das quantidades consumidas pelos transportadores de LNG). A não ser que um líquido com um alto valor possa ser transportado na direção oposta no mesmo navio, os mesmo teriam de regressar vazios (Ohlig & Decker, 2013).

De todos os modos, as cadeias de abastecimento marítimo exigem a infraestrutura necessária, incluindo os tanques de armazenamento, as infraestruturas para a liquefação e regaseificação e para as infraestruturas de conversão e reconversão, a serem construídas nos terminais de carregamento e recebimento apropriados.

#### 5.1.3. Custos da transmissão para longas distâncias

Para as condutas, tendo em conta todos os custos de capital e operacionais associados, segundo a IEA é estimado que existiria um custo cerca de 1 USD/kgH<sub>2</sub> para o transporte de hidrogénio como gás por cada 1 500 km (figura 5-3). Com os custos de conversão de hidrogénio em amoníaco seria de cerca de 1 USD/kgH<sub>2</sub> (variando consoante a região). Apesar do transporte de hidrogénio, por condutas, ter custos mais elevados do que o transporte de amoníaco, os custos posteriores de conversão

rondariam os valores de 1,5 USD/kgH<sub>2</sub> por cada 1 500 km, ficando ligeiramente mais caro do que transportar hidrogénio (IEA, 2018).

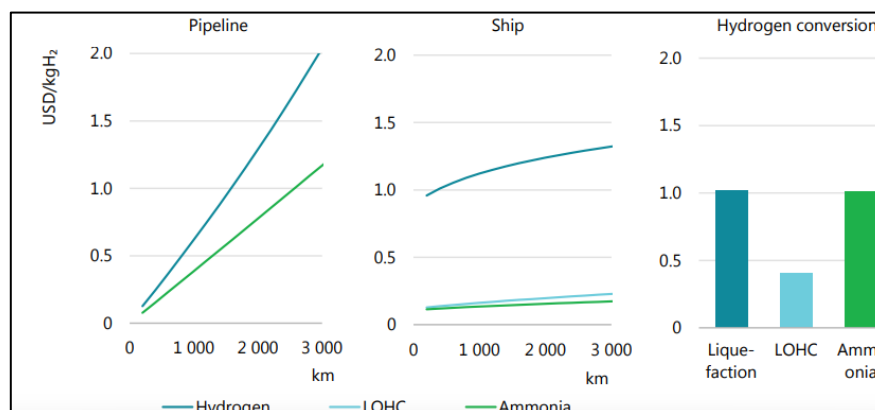


Figura 5-3 – Custos do armazenamento e de transporte de hidrogénio através de condutas e navios e custo de conversão. Fonte: IEA 2019

Como já foi mencionado, o transporte de hidrogénio por navios tem de ser feito com o mesmo no seu estado líquido, o que implica um aumento do seu custo de movimentação e de armazenamento. Para o hidrogénio, no seu estado líquido, o seu armazenamento e transporte apresentam custos elevados podendo chegar aos 2 USD/kgH<sub>2</sub> por cada 1 500 km percorridos. Dada a necessidade de haver um maior número de navios capazes de transporta hidrogénio, percorrer longas distâncias e criar mais locais de armazenamento, os custos de transporte tornam-se mais elevados. Quando comparados, os custos do transporte de hidrogénio por condutas são mais baixos do que os custos de transporte por navios.

#### 5.1.4. Distribuição local

##### 5.1.4.1. Camiões

Atualmente a distribuição de hidrogénio depende, principalmente, de camiões de cisterna de gás comprimido para distâncias inferiores a 300 km. Em zonas com uma procura fiável e em que os custos de liquefação possam ser compensados pelos custos unitários mais baixos de transporte de hidrogénio há uma preferência pela utilização de camiões de cisterna capazes de transportar hidrogénio líquido (Ohlig & Decker, 2013).

Em teoria, um único camião de transporte de hidrogénio comprimido, no seu estado gasoso, pode armazenar até 1 100 kg de hidrogénio em compósitos leves cilíndricos, a uma pressão de cerca de 500 bar. Contudo, raramente se alcança este peso uma vez que os regulamentos, a nível global, limitam a pressão, a altura, a largura e o peso permitidos dos compósitos a serem transportados.

#### 5.1.4.2. Conduitas

Uma grande quantidade das redes de distribuição, mais modernas, de gás de baixa pressão são feitas de polietileno ou de polímero reforçado com fibra, e geralmente seriam mais adequadas para o transporte de hidrogénio. No Reino Unido, quase toda a rede de distribuição de gás natural está a ser substituída por condutas de plástico como parte de um programa de atualização de infraestruturas de gás. Estas redes de distribuição, para gás natural, são extensas em áreas com uma elevada necessidade de aquecimento, como no norte da Europa e na América do Norte, estendendo-se tanto para áreas urbanas como para áreas com uma elevada densidade industrial (SHELL, 2017).

#### 5.1.5. Custos de distribuição local

Apesar do camiões terem sido projetados para transportar gás natural, alguns são utilizados como meio de transporte de hidrogénio, e não são uma alternativa barata (figura 5-4). À medida que a distância de distribuição aumenta, as condutas tornam-se cada vez mais competitivas, ao se comparar os custos associados a ambos os meios de transporte. Um ponto crítico na distribuição, por camião, é a quantidade de hidrogénio necessária pelo consumidor final. Na eventualidade de serem necessários volumes elevados, pode-se utilizar condutas com maiores diâmetros, reduzindo o custo de transporte. No entanto, apesar de se esperar que, nas próximas décadas, o transporte por camiões permaneçam como o principal método de transporte de hidrogénio, tal como no transporte de combustíveis fósseis (gasolina e gasóleo) para as estações de abastecimento, geograficamente dispersas, que é feita principalmente por camiões (IEA, 2019).

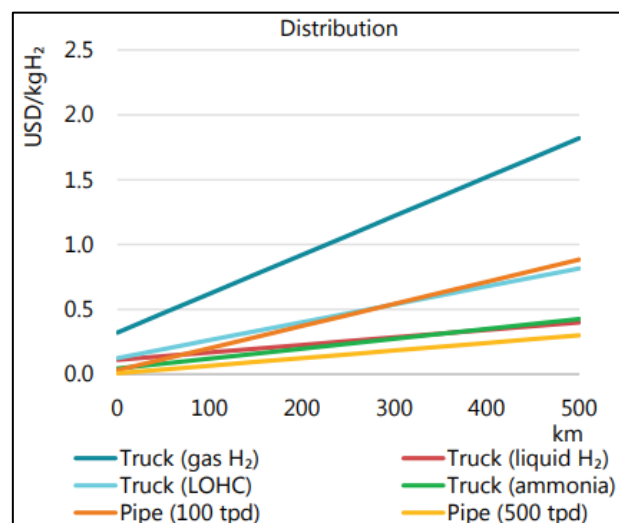


Figura 5-4 – Custo do transporte de hidrogénio para uma infraestrutura centralizada

Fonte: IEA 2019

## 5.2. Custo total do transporte e armazenamento do hidrogénio

O custo total do transporte de hidrogénio, para os consumidores finais, deve ter em conta todas as etapas presentes na cadeia de abastecimento. Os diferentes meios e métodos de transporte de hidrogénio têm distintos custos associados, como os custos de conversão, transmissão, distribuição, armazenamento e reconversão. Embora haja opções que pareçam ser mais baratas, em partes específicas da cadeia de valor, esses custos podem ser compensados noutra parte da cadeia. Uma vez que as diferentes tecnologias presentes em todo o processo ainda se encontram em fase de maturação, havendo umas mais desenvolvidas que outras, não é certo o potencial que cada uma dessas tecnologias vai ter para uma redução de custos no futuro. Existe também espaço para o desenvolvimento de sinergias entre os requisitos de energia, calor e armazenamento, dando-se como exemplo que se uma cadeia de valor, específica, tiver maiores necessidades de energia no terminal de importação (hidrogénio líquido, por exemplo), possibilitando que exista uma melhoria na dinâmica relativa de custos e de emissões em comparação com casos inversos (LOHC, por exemplo) (Leeds City Gate, 2017).

O custo total de entrega de hidrogénio poderá variar de acordo com as infraestruturas disponíveis, nos países importadores e exportadores, com as distâncias percorridas durante a distribuição, com os métodos de transporte e com as necessidades de consumo. Apesar da existência de muitas incertezas em redor da maioria desses componentes de custo, uma análise feita pela IEA sugere que, para a transmissão e distribuição terrestre, o transporte do hidrogénio no seu estado gasoso é a alternativa que apresenta custos mais baixos para distâncias com cerca de 3 500 km (figura 5-5). para distâncias maiores as condutas são o meio de transporte que apresenta menos custos. Ao comparar o transporte feito por condutas ou por navios, a transmissão e a distribuição do hidrogénio, no seu estado gasoso, para distâncias inferiores a 1 500 km as condutas são a alternativa mais barata, mas, para distâncias superiores a 1 500 km o transporte por navios torna-se na opção que apresenta os custos mais baixos (IEAGHG, 2017).

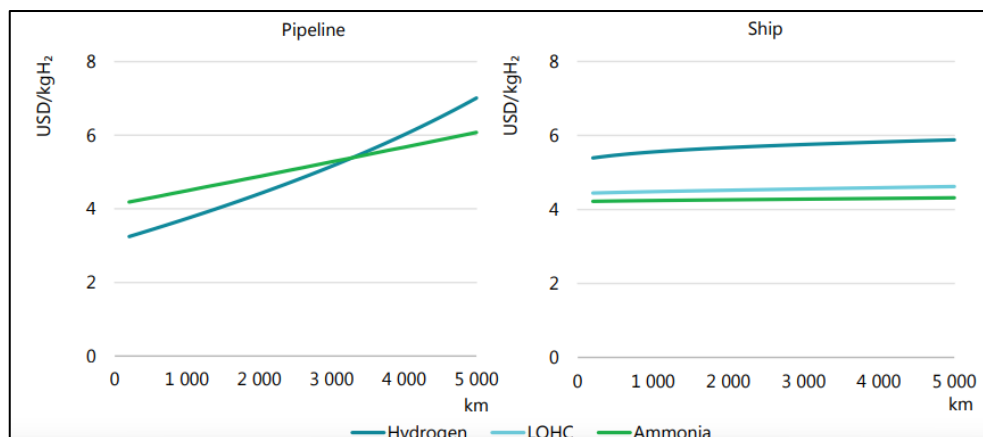


Figura 5-5 – Custos totais, estimados, da distribuição de hidrogénio para o setor industrial, por condutas ou por navios, em 2030. Fonte: IEAGHG 2017

As análises da IEA indicam que, no futuro, a importação de hidrogénio pode vir a ser uma alternativa mais barata face à produção local. Dá-se o exemplo do Japão que, atualmente, importa cerca de 90% das suas necessidades energéticas e, conforme demonstra na sua Estratégica Básica de Hidrogénio, vê o hidrogénio como uma fonte de diversificação energética com a capacidade de reduzir as emissões e de se tornar como a principal fonte de energia a nível industrial.

Mesmo que se adotasse, atualmente, a fonte mais barata de hidrogénio, esta ainda é substancialmente mais cara do que o gás natural. Em 2030, o preço do gás natural importado no Japão tem uma projeção de estar em 10 USD/MBtu, o que equivale a aproximadamente 1,2 USD/kgH<sub>2</sub>. Embora a atual diferença de custos possa ser um pouco menor do que parece, alguns equipamentos utilizados no consumo de hidrogénio, como produto final, têm uma eficiência maior do que os utilizados com o gás natural, mas, ainda assim seria necessário reduzir os custos do hidrogénio para que este seja uma alternativa mais competitiva em relação aos sistemas de gás natural (figura 5-6).

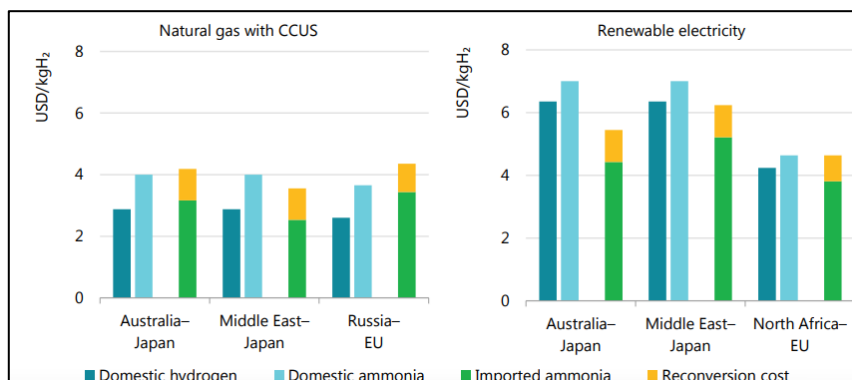


Figura 5-6 – Comparação dos custos de distribuição de hidrogénio produzido localmente e importado. Fonte: IEAGHG 2017

No entanto, para muitas das rotas comerciais possíveis, o custo de transmissão e de distribuição é relativamente elevado, o que significa que de modo geral seria mais barato produzir hidrogénio localmente do que importar, devendo-se ao facto dos custos de transporte serem mais elevados do que as diferenças nos custos de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis ou nas diferenças dos preços do gás natural e dos custos da adição de CCUS aos processos já existente.

Uma distribuição de 100 km resultaria num preço de hidrogénio entre os 7,5 e os 9 USD/kgH<sub>2</sub> (Figura 5-7). Estes valores já têm em conta com a maior eficiência possível da conversão das células de combustível comparativamente com os motores de combustão interna, que se traduz em valores entre os 1,1 e os 1,3 USD por cada litro de combustível, valores estes que são inferiores aos atuais valores nas estações de abastecimento na Europa em eu os preço estão, em média, nos 1,4 USD/L.

Caso as infraestruturas das condutas existentes puderem ser utilizadas para o transporte de hidrogénio, o custo da sua transmissão e de distribuição teria valores significativamente mais baixos. Estimando-se que, por exemplo no Reino Unido, o custo para a conversão uma rede de gás para ser capaz de fornecer hidrogénio a edifícios custaria cerca de 0,6 USD/kgH<sub>2</sub> (Hermkens et al., 2018).

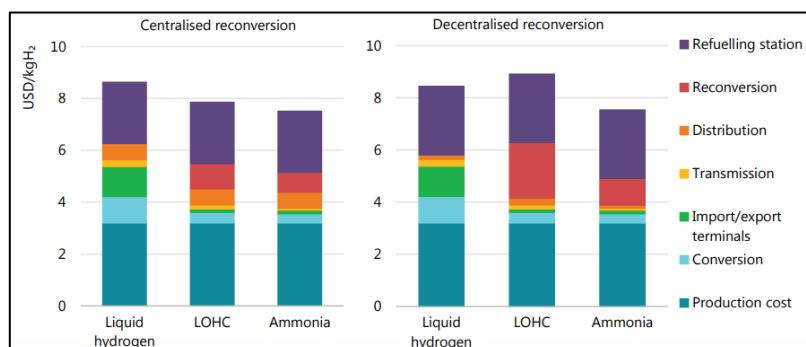


Figura 5-7 – Custo das importações de hidrogénio, por processos de eletrólise

## 6. Oportunidades para o hidrogénio nos transportes, edifícios e energia

Maximizar o potencial, promissor, a longo prazo do hidrogénio depende da capacidade de ultrapassar as utilizações industriais existentes, do hidrogénio, e do desenvolvimento de um caso sólido para a sua utilização como um combustível versátil em diversos, novos, setores. Este caso tem por base, principalmente, a sua capacidade de ajudar na diversificação da mistura de combustíveis e, se produzido a partir de fontes com baixas emissões de carbono, apoiar na transição para um sistema energético mais limpo. Existem numerosas oportunidades para utilizar o hidrogénio fora de aplicações industriais; praticamente todos os métodos de transporte poderiam, potencialmente, ser movidos a hidrogénio ou a combustíveis à base de hidrogénio; as necessidades de aquecimento, de arrefecimento e elétricas das habitações poderiam ser satisfeitas através do hidrogénio; e o setor energético poderia utilizar o hidrogénio ou combustíveis à base de hidrogénio para a produção de eletricidade. Dada à sua versatilidade, pode ser tentador imaginar uma economia abrangente de hidrogénio em que as emissões de carbono são significativamente reduzidas. Contudo, outras oportunidades tecnológicas de energia limpa, vão sendo desenvolvidas e/ou melhoradas significativamente, mais especificamente soluções que utilizam diretamente eletricidade, o que pode significar um futuro no qual a integração do hidrogénio pode ser muito mais ampla do que apenas uma integração nas redes elétricas. Especialmente porque a utilização do hidrogénio, em determinados setores, enfrenta desafios técnicos e económicos quando comparados com outros face a baixos níveis de carbono (World Energy Council, 2018).

### 6.1. Hidrogénio como uma base para combustível limpo utilizado em transportes

O hidrogénio, no seu estado gasoso, é considerado há muito tempo como um potencial combustível para os transportes. Uma vez que este é visto como uma alternativa de baixo carbono face aos produtos refinados de petróleo e ao gás natural, conseguindo complementar com outras alternativas como eletricidade e biocombustíveis avançados. Os veículos elétricos que utilizam células de combustível de hidrogénio (FCEVs) reduziriam a poluição do ar local porque, tal como os veículos elétricos a bateria (BEVs), não têm emissões de CO<sub>2</sub>. De um modo geral, os combustíveis à base de hidrogénio seriam capazes de aproveitar a infraestrutura existente com alterações limitadas na cadeia de valor, mas iriam apresentar perdas de eficiência. Os combustíveis à base de hidrogénio oferecem vantagens particulares para a avaliação (sob a forma de combustível sintético para jatos) e para o transporte

marítimo, sendo estes os setores onde haveria mais dificuldades em utilizar hidrogénio ou eletricidade (figura 6-1) (World Energy Council, 2018).

	Current role	Demand perspectives	Future deployment	
			Opportunities	Challenges
Cars and vans (light-duty vehicles)	11 200 vehicles in operation, mostly in California, Europe and Japan	The global car stock is expected to continue to grow; hydrogen could capture a part of this market	<b>Hydrogen:</b> Short refuelling time, less weight added for energy stored and zero tailpipe emissions. Fuel cells could have a lower material footprint than lithium batteries	<b>Hydrogen:</b> Initial low utilisation of refuelling stations raises fuel cost; reductions in fuel cell and storage costs needed; efficiency losses on a well-to-wheels basis
Trucks and buses (heavy-duty vehicles)	Demonstration and niche markets: ~25 000 forklifts ~500 buses ~400 trucks ~100 vans. Several thousand buses and trucks expected in China* by end-2019	Strong growth segment; long-haul and heavy-duty applications are attractive for hydrogen	Captive vehicle fleets can help overcome challenges of low utilisation of refuelling stations; long-distance and heavy-duty are attractive options	<b>Power-to-liquid:</b> Large electricity consumption and high production costs <b>Ammonia:</b> Caustic and hazardous substance close to end users mean that use is likely to remain limited to professional operators
Maritime	Limited to demonstration projects for small ships and on-board power supply in larger vessels	Maritime freight activity set to grow by around 45% to 2030. 2020 air pollution targets and 2050 greenhouse gas targets could promote hydrogen-based fuels	<b>Hydrogen and ammonia</b> are candidates for both national action on domestic shipping decarbonisation, and the IMO Greenhouse Gas Reduction Strategy, given limitations on the use of other fuels	<b>Hydrogen:</b> Storage cost higher than other fuels <b>Hydrogen/ammonia:</b> cargo volume lost due to storage (lower density than current liquid fuels)
Rail	Two hydrogen trains in Germany	Rail is a mainstay of transport in many countries	<b>Hydrogen</b> trains can be most competitive in rail freight (regional lines with low network utilisation, and cross-border freight)	Rail is the most electrified transport mode; <b>hydrogen</b> and battery electric trains with partial line electrification are both options to replace non-electrified operations, which are substantial in many regions
Aviation	Limited to small demonstration projects and feasibility studies	Fastest-growing passenger transport mode. Large storage volume and redesign would be needed for pure hydrogen, making <b>power-to-liquid</b> and biofuels more attractive for this mode	<b>Power-to-liquid:</b> Limited changes to status quo in distribution, operations and facilities; also maximises biomass use by boosting yield <b>Hydrogen:</b> Together with batteries, can supply on-board energy supply at ports and during taxiing	<b>Power-to-liquid:</b> Currently 4 to 6 times more expensive than kerosene, decreasing to 1.5–2 times in the long-term (Chapter 2), potentially increasing prices and decreasing demand

Figura 6-1 - Utilização de hidrogénio em diversos setores

Fonte: IEA, 2019

## 6.2. Hidrogénio na produção de energia e de armazenamento de eletricidade

Atualmente, o hidrogénio desempenha um papel negligenciável no setor energético, representando menos de 0,2% na produção de eletricidade. Isto deve-se, principalmente, à utilização que a indústria siderúrgica, as refinarias e as centrais petroquímicas dão aos gases. Contudo, existe potencial para que no futuro existam alterações e que o mesmo possa vir a desempenhar um papel mais significativo. A co-combustão de amoníaco poderia vir a reduzir as quantidades de carbono emitidas pelas centrais convencionais e pelas turbinas a gás uma vez que ao se adicionar hidrogénio ao funcionamento das mesmas poderia apresentar-se como uma fonte de flexibilidade nos sistemas elétricos com quotas de energias renováveis, variáveis, crescentes. Sob a forma de gás comprimido o hidrogénio poderia tornar-se numa alternativa de armazenamento, a longo prazo, de modo a equilibrar as variações sazonais existentes na produção e procura de energia produzida a partir de fontes renováveis.

### 6.2.1. Utilização de hidrogénio no setor de energia

Apesar de o hidrogénio puro não ser geralmente utilizado como combustível para a produção de energia, existem pequenas exceções. É o caso de uma turbina a gás, em Itália, que utiliza um ciclo combinado de 12 MW no qual o hidrogénio é como combustível, como outro exemplo tem-se uma outra turbina a gás, em Kobe, Japão, que também utiliza o hidrogénio como combustível e fornece não só calor, cerca de 2,8 MW térmicos, como também eletricidade, cerca de 1,1 MW, a uma comunidade local. Um método um pouco mais comum é a utilização de gases ricos em hidrogénio provenientes de siderúrgicas, petroquímicas e refinarias, uma vez que os motores a gás, de combustão interna, são capazes de trabalhar com um teor de até 70% de hidrogénio, com vista de no futuro virem a ser capazes de trabalhar com um teor de até 100% (Goldmeier, 2018). Já na Coreia do Sul existe uma turbina a gás de 40MW, de uma refinaria, que tem estado a trabalhar, há 20 anos, com gases com um teor de até 95% de hidrogénio.

Uma outra opção de converter o hidrogénio em eletricidade é pela utilização de células de combustível, e que da sua combustão resulta apenas água nas suas emissões. Estas células são capazes de alcançar eficiências energéticas superiores a 60% e revelam, ainda, ser capazes de ter uma eficiência mais alta quando estão sujeitas a cargas parciais, quando comparadas com as eficiências em cargas totais, o que torna as células de combustível numa alternativa atrativa para operações que necessitem de uma maior flexibilidade. A nível global a capacidade instalada, de células de combustível

estacionárias, têm apresentado um rápido crescimento na última década, atingindo quase 1,6 GW em 2018 (figura 6-2), embora apenas cerca de 70 MW dessa produção tenha recorrido ao hidrogénio como combustível, uma vez que a maioria das células de combustível existentes estão a utilizar gás natural. Atualmente existem cerca de 363 000 sistemas de células de gás instaladas, a nível global. No Japão existe uma iniciativa, ENEFARM, que é responsável pela maioria desses sistemas, com cerca de 276 000, capazes de produzir 193 MW (IPHE, 2019). Na Alemanha começa a notar-se um crescimento destes sistemas, devido ao impulso que o programa de apoio KfW433, em que forma aprovados cerca de 1 900 sistemas até novembro de 2018 (IPHE, 2019). Nos Estados Unidos e na Coreia do Sul estão instalados sistemas de maiores dimensões com instalações de uma capacidade de 300 MW e 150 MW, respetivamente.

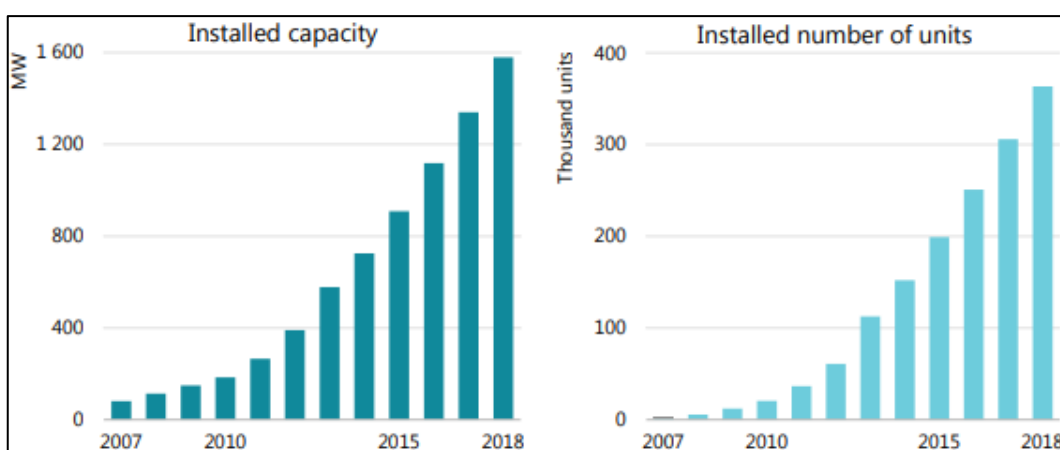


Figura 6-2 - Desenvolvimento da capacidade global das células de combustível  
 Fonte: S&P Global Platts (2018)

São poucos os países que têm metas explícitas declaradas para a utilização de hidrogénio ou de combustíveis à base de hidrogénio no setor energético. Um desses países é o Japão, onde o mesmo tem como objetivo alcançar 1 GW de capacidade energética, com base no hidrogénio, até 2030, o que corresponde a um consumo anual de hidrogénio de 0,3 MtH<sub>2</sub>, e a longo prazo com um objetivo de aumentar esses valores de capacidade energética obtida para entre 15 e 30 GW o que irá corresponder a um consumo anual de hidrogénio de 15 e 30 MtH<sub>2</sub> (METI, 2017). Outro país com metas específicas é a Coreia do Sul, com uma meta de alcançar uma capacidade instalada de 1,5 GW de células de combustível, no setor energético, até 2022 e de 15 GW até 2040. Contudo, vários países reconheceram o potencial do hidrogénio com uma opção de baixo carbono para a produção de energia e calor. Sendo o caso da Holanda, que está a converter uma central de turbinas a gás de ciclo combinado, de 440 MW, para hidrogénio (Northern Netherlands Innovation Board, 2017); e da Austrália, que está a desenvolver o projeto *Port Lincoln Green Hydrogen* que visa produzir energia, com a

construção de uma turbina a gás movida a hidrogénio, de 10 MW, e através de uma célula de combustível de 5 MW; e amoníaco, pelo processo de eletrólise, com uma capacidade de 30 MW. Este projeto também irá servir para apoiar dois parques de produção de energia solar, assim como para apoiar uma micro rede a ser utilizada por agricultores locais (Ali Khan et al., 2021).

### 6.2.2. Futuro potencial para a procura de energia produzida a partir de hidrogénio no setor energético

O hidrogénio e os combustíveis à base de hidrogénio, como o amoníaco e o gás natural sintético, podem ser utilizados como combustíveis para produção de energia. O hidrogénio e o amoníaco podem ser utilizados como combustíveis em turbinas a gás, caso estas estejam preparadas para funcionar com um ciclo combinado (CCGT) ou células de combustível, o que pode proporcionar opções de produção flexíveis e potencialmente com baixas emissões de CO<sub>2</sub>. Os combustíveis à base de hidrogénio são, também, opções para armazenamento de energia em larga escala e a longo prazo, permitindo assi que se consiga trazer estabilidade, conseguindo combater as variações sazonais que impactam a produção de eletricidade por fontes renováveis.

#### 6.2.2.1. Flexibilidade na produção de energia

O hidrogénio pode ser utilizado como combustível nas turbinas a gás e nas turbinas com ciclo combinado (CCGT). A maioria de como as turbinas, já existentes, foram projetadas já permite que estas consigam funcionar com gases com teores de hidrogénio entre 3 e 5%, podendo algumas funcionar com teores de 30% ou mais. Atualmente, a indústria está confiante de terá capacidade para produzir turbinas, até 2030, capazes de funcionar com 100% de hidrogénio (European Commission, 2022). As células de combustível também podem ser utilizadas como uma alternativa flexível para a produção de energia, uma vez é possível obter uma eficiência de 50 a 60%, com vista a melhores eficiências no futuro, em que o maior fator para a decisão de recorrer a turbinas a gás ou a células de combustível é o custo de ambos. Contudo, deve salientar-se que as células de combustível apresentam um período de vida útil inferior ao das turbinas e que, atualmente, as células ainda apresentam uma capacidade de produção de energia inferior quando comparada com a das turbinas a gás. As possíveis reduções que os custos poderão vir a ter, para as células de combustível, vão depender dos projetos implementados, dos efeitos de aprendizagem e das economias de escala que podem surgir, como consequência dessa implementação e aprendizagem ou desenvolvimento tecnológico. O CAPEX, de um ponto de vista otimístico, para as células de combustível, de hidrogénio, pode cair para 425 USD/kW até 2030 comparado com o

preço, em 2018, para as turbinas de ciclo combinado, 1000 USD/kW (Ali Khan et al., 2021). A vantagem dos custos para o hidrogénio como opção é mais pronunciada quando o fator de carga é baixo (figura 6-3). Para um fator de capacidade de 15%, o hidrogénio de baixo carbono torna-se competitivo quando comparado com a produção de eletricidade a partir de gás natural com CCS, com preços de hidrogénio a 2 USD/kgH<sub>2</sub>, se o preço do gás natural for de 7 USD/MBtu.

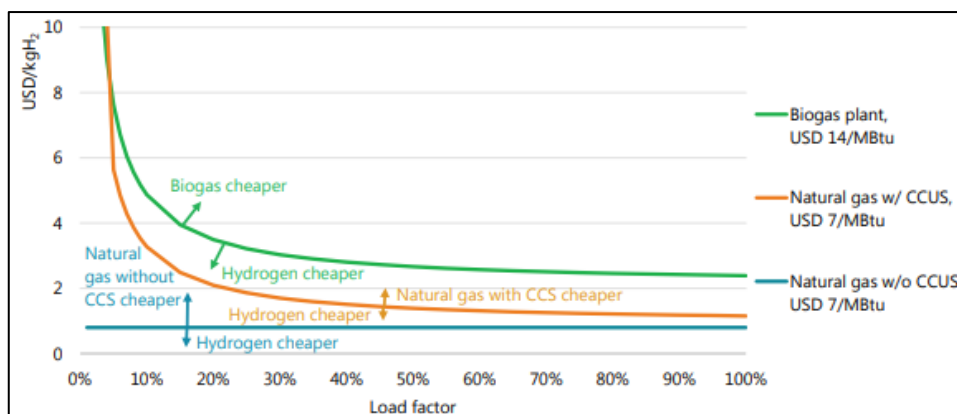


Figura 6-3 - Break even point para o hidrogénio vs outras opções de produção de eletricidade

Fonte: IEA 2019

A competitividade da produção de eletricidade das turbinas movidas a hidrogénio com as turbinas movidas a gás natural para balanceamento de carga e produção de pico depende do preço do gás e dos preços de carbono. Considerando, por exemplo, um fator de carga de 15% e um preço para o gás natural de 7 USD/MBtu, o preço do CO<sub>2</sub> teria de ser 100 USD/tCO<sub>2</sub> e para que a produção de energia a partir de hidrogénio fosse competitiva, o preço do hidrogénio teria de ser, pelo menos, 1,5 USD/kgH<sub>2</sub>. Se o preço do hidrogénio fosse 2 USD/kgH<sub>2</sub> o preço do CO<sub>2</sub> teria de ser de 175 USD/tCO<sub>2</sub> para que a produção de eletricidade por hidrogénio fosse considerada competitiva (figura 6-4) (Learmonth, 2021).

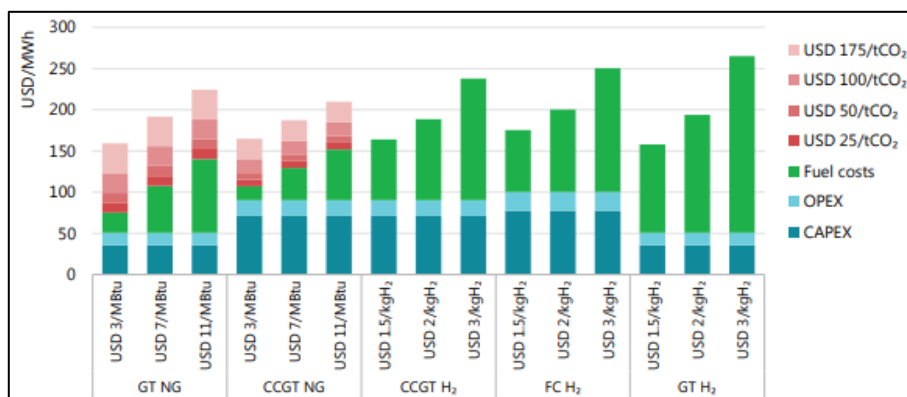


Figura 6-4 - Custos balanceados para a produção de eletricidade a partir de gás natural e hidrogénio

Fonte: IEA, 2019

### 6.2.3. Armazenamento em larga escala e a longo termo

Para que a eletricidade produzida por fontes de energia renováveis é necessário que o sistema de eletricidade seja mais flexível. A grande participação de energias renováveis podem criar a necessidade de armazenamento a longo prazo de modo a se conseguir combater as variações sazonais, conseguindo combater os dias de baixas produções, em dias de muito pouco sol ou vento. O hidrogénio e os combustíveis à base de hidrogénio apresentam-se como potenciais alternativas para armazenamento de energia em larga escala e a longo termo.

Como mencionado anteriormente, o armazenamento em cavernas de sal são a melhor escolha para o armazenamento subterrâneo de hidrogénio puro devido à sua estanquidade e ao seu baixo risco de contaminação, mas estão, também, a ser estudadas outras alternativas para este armazenamento subterrâneo em campos de petróleo e de gás esgotados. A conversão de eletricidade em metano, por meio da tecnologia *power-to gas* é vista como uma outra alternativa para o armazenamento a longo prazo, uma vez que é possível aproveitar as infraestruturas existentes de transporte e armazenamento de gás natural. Já as opções de armazenamento de matérias à base de hidrogénio apresentam um problema de baixa eficiência de ciclo completo, isto é, o processo de conversão de eletricidade em hidrogénio, através da eletrólise e ao se reverter o hidrogénio para eletricidade perde-se cerca de 60% da eletricidade inicialmente utilizada na produção de hidrogénio, ao contrário das baterias de lítio que apresentam perdas de, cerca, 15% no seu ciclo de armazenamento de eletricidade (figura 6-5). O armazenamento com recurso a baterias, embora sejam vistas como mais uma alternativa, apresentam o problema da descarga e da grande quantidade de baterias que seriam necessárias para armazenar grandes quantidades de eletricidade a longo prazo. Para referência, a maior instalação de baterias de lítio existentes, *Hornsedale Battery Reserve*, na Austrália, com uma capacidade de 129 MWh é cerca de 1 150 vezes inferior à capacidade armazenada num tanque de amoníaco, com 50 metros de diâmetro e 30 metros de altura, capaz de armazenar 150GWh. Mas, todas as alternativas têm as suas vantagens e desvantagens, e muitas vezes os custos acabam por ser um fator importante nessas desvantagens, dando-se o exemplo de que para descargas com durações mais curtas o armazenamento de hidrogénio torna-se muito mais caro do que o armazenamento por baterias. Para descargas de longa duração o hidrogénio comprimido já tem custos mais atrativos, sendo a opção mais atrativa para períodos de descarga entre 20 e 45 horas (Australian Government, 2021a).

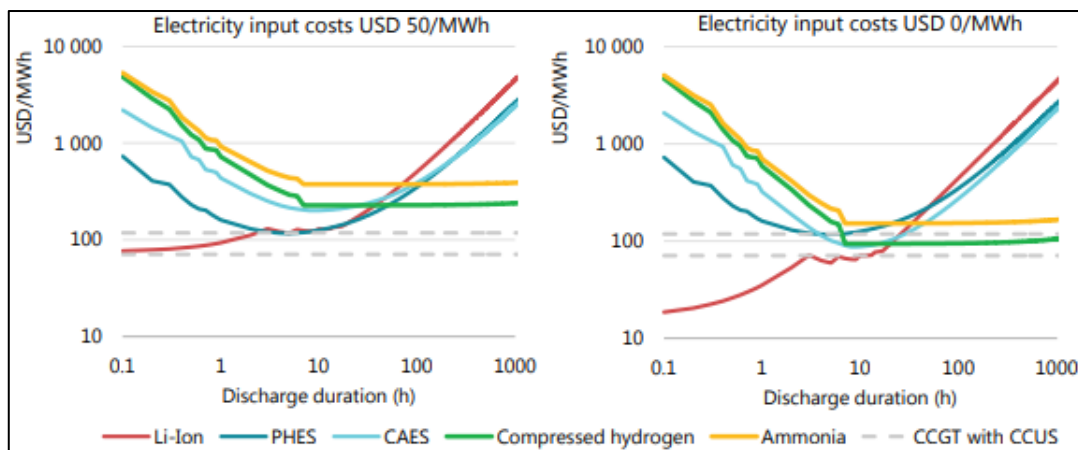


Figura 6-5 - Custos de armazenamento por tempo de descarga

Fonte: IEA, 2019

Utilizar hidrogénio como uma opção para o armazenamento de eletricidade permite que este seja combinado em outras utilizações que se pode dar ao hidrogénio, dada a sua competitividade. Por exemplo, nos Estados Unidos a *Three-State Generation and Transmission utility* está a considerar produzir amoníaco a partir de eletricidade para o mercado de fertilizantes local. Este projeto, situado numa zona em que a eletricidade de baixo custo é produzida a partir de fontes renováveis (energia solar, eólica e hídrica) utilizaria uma célula eletrolisadora de óxido, sólido, revertível (rSOEC) para produzir hidrogénio quando o custo da eletricidade fosse inferior a 25 USD/mWh (valor a que o mesmo costuma estar 85% do tempo) e transformando esse hidrogénio em amoníaco para posterior venda no mercado, armazenando parte da energia produzida como eletricidade para o funcionamento da célula eletrolisadora durante as horas de pico, conseguindo assim otimizar a sua taxa de utilização. Apesar de este exemplo não se apresentar como um meio de armazenamento a longo prazo, o mesmo apresenta-se como uma alternativa à instalação de novos recursos para produção de eletricidade dos quais se espera apenas uma utilização em horas de pico(Christensen, 2020).

De modo a se preencher o armazenamento, a longo prazo, com hidrogénio proveniente de eletricidade doméstica/local, os combustíveis à base de hidrogénio também poderão ser importados de outras partes do mundo em que a produção, por energias renováveis, tem excedentes devido às condições sazonais, a que estão sujeitas, conseguindo assim aproveitar-se essas condições sazonais para se conseguir transportar energia de modo a se conseguir equilibrar a procura e produção energética numa escala global. Dependendo da frequência e da escala das importações, poderá ser possível reduzir os volumes de armazenamento nas regiões onde essa energia é produzida.

## 7. Casos de estudo

Neste capítulo, serão apresentados os casos de estudo que têm como objetivo explorar a viabilidade económica da produção de hidrogénio verde a partir de energia solar e eólica, em pequena e larga escala, 1MW e 100MW respetivamente. Cada caso de estudo apresentado tem como base diferentes cenários de operação e parâmetros técnicos, como os fatores de capacidade, os custos de investimento, a operação e manutenção e as receitas projetadas para ambos os casos. A partir destes casos será possível avaliar o desempenho económico e obter uma melhor compreensão dos desafios e das potencialidades para a produção de hidrogénio verde.

### 7.1. Parque Fotovoltaico

#### 7.1.1. Investimentos Iniciais (CAPEX)

Para fornecer uma estimativa dos investimentos iniciais, necessários à construção de um parque fotovoltaico, é necessário considerar vários fatores como o tamanho do projeto, a sua localização e outros custos específicos relacionados com as tecnologias aplicadas. Apresentando-se a seguinte lista com valores típicos, e aproximados, para cada componente tida em conta (IRENA, 2022b):

- **Painéis Fotovoltaicos:** 1 a 3 milhões USD/MW
- **Infraestrutura de construção e instalação:** 0,5 a 1 milhão USD/MW
- **Sistema de armazenamento e de transmissão:** 0,2 a 0,5 milhões USD
- **Licenças e Permissões:** 0,05 a 0,1 milhões USD
- **Custos de Projeto:** 0,1 a 0,2 milhões USD

Custos totais estimados: Entre 1,85 e 4,8 milhões USD/MW.

#### 7.1.2. Custos Operacionais (OPEX)

Para fornecer uma estimativa dos custos operacionais, necessários à manutenção de um parque fotovoltaico, é necessário ter em consideração diversos fatores, apresentando-se os mesmos a seguinte lista (Lai & Mcculloch, 2017):

- **Manutenção e Operação:** 15 000 a 30 000 USD/ano
- **Custos de Transmissão:** 2 000 a 5 000 USD/ano
- **Seguros e Licenças:** 7 000 a 15 000 USD/ano
- **Custos administrativos:** 2 000 a 5 000 USD/ano

Custos totais estimados: 26 000 a 55 000 USD/ano.

## Eficiência de Produção

Um importante componente para determinar a capacidade de um parque fotovoltaico ser capaz de ser construído com vista à produção de hidrogénio é a sua eficiência de produção, assim como a sua capacidade de produção de hidrogénio. Sabendo que um parque fotovoltaico apresenta um fator de capacidade, FC, de cerca de 15% a 20%, é possível calcular a quantidade de energia produzida por ano por MW (equação 7.1) (Kakoulaki et al., 2021).

$$\text{Quantidade de Energia}_{\text{Ano}} = \text{Potência Instalada} \times FC_{x\%} \times 8\,760 \text{ h/ano} \quad (7.1)$$

De seguida, e sabendo que um eletrolisador apresenta uma eficiência de cerca de 60% a 70%, e que necessita de 50kW/h de energia para produzir 1kg de hidrogénio, é possível calcular a quantidade de hidrogénio produzida por ano, por cada MW instalado, para cada eficiência e fator de capacidade (equação 7.2) (Kakoulaki et al., 2021).

$$\text{Energia Disponível} = \text{Quantidade de Energia}_{\text{Ano}} \times \text{Eficiência}_{y\%} \quad (7.2)$$

Por fim, uma vez calculada a energia disponível para a produção de hidrogénio é possível calcular a quantidade de hidrogénio produzido anualmente (equação 7.3).

$$\text{Quantidade de Hidrogénio}_{\text{Ano}} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} \quad (7.3)$$

### 7.1.3. Custos de Energia

Sabendo que os preços da eletricidade, produzida por energia solar, varia entre os 40 e os 80 USD por MWh, calcula-se de seguida os custos anuais da energia solar utilizada para a produção de hidrogénio, consoante cada fator de capacidade (equação 7.4), assim como os custos da energia para a produção de hidrogénio (equação 7.5) (IEA, 2023).

$$\text{Custo da Eletricidade}_{\text{Ano}} = \text{Quantidade de Energia}_{\text{Ano}} \times \text{Preço da Eletricidade} \quad (7.4)$$

$$\text{Custo Energia} = \text{Energia Disponível} \times \text{Preço} \quad (7.5)$$

#### 7.1.4. Custos da Água

Sendo a água um elemento importante no processo de eletrólise, para a produção de hidrogénio é necessário ter em conta as quantidades necessárias para este elemento, assim como os custos que este vai apresentar, relativos à sua utilização. Sabendo que para produzir 1 kg de hidrogénio são necessários, aproximadamente, 9 L de água (Rashid et al., 2015), apresenta-se as fórmulas para os cálculos das quantidades necessárias (equação 7.6) e para os custos (equação 7.7) da água neste processo:

$$\text{Quantidade de Água}_{\text{Ano}} = \text{Quantidade de Hidrogénio}_{\text{Ano}} \times 9 \text{ L/kg} \quad (7.6)$$

$$\text{Custos da Água}_{\text{Ano}} = \text{Quantidade de Água}_{\text{Ano}} \times \text{Preço da Água} \quad (7.7)$$

#### 7.1.5. Viabilidade Económica

Para realizar o estudo da viabilidade económica da produção de hidrogénio a partir da energia solar, é necessário calcular o valor do Retorno de Investimento (ROI) (equação 7.8), o Valor Atual Líquido (VAL) (equação 7.9), o Período de Recuperação de Investimento (PRI) (equação 7.10), a Taxa Interna de Retorno (TIR) (equação 7.11) (IRENA, 2020) e o custo nivelado da produção de hidrogénio (LCOH) (equação 7.12) (Lazard, 2021).

$$ROI = \frac{\text{Lucro Total}}{CAPEX} \times 100 \quad (7.8)$$

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Receita Anual}}{(1+r)^t} - CAPEX \quad (7.9)$$

$$PRI = \frac{CAPEX}{\text{Lucro Operacional Anual}} \quad (7.10)$$

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{L_t}{(1+TIR)^t} - CAPEX \quad (7.11)$$

$$LCOH = \frac{\sum \frac{(CAPEX + OPEX)}{(1+r)^t}}{\sum \frac{\text{Produção de Hidrogénio Anual}}{(1+r)^t}} \quad (7.12)$$

Em que, os valores da receita anual (equação 7.13) e o lucro operacional anual (equação 7.14) se calculam da seguinte forma:

$$\text{Receita Anual} = \text{Produção Anual de Hidrogénio} \times \text{Preço de venda} \quad (7.13)$$

$$\text{Lucro Operacional Anual} = \text{Receita Anual} - \text{OPEX Anual} \quad (7.14)$$

### 7.1.6. Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico de 1MW

Para a resolução do estudo da viabilidade económica foram apenas efetuadas as análises para os menores e maiores valores de produção (apêndice 1 a 6), consoante os fator de capacidade e de eficiência anteriormente calculados. Foi necessário assumir uma taxa de atualização,  $r$ , de 8% e uma vida útil de projeto,  $n$ , de 20 anos. Obtendo-se assim os resultados apresentados na tabela 7-1.

Tabela 7-1 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque fotovoltaico, de 1MW

Descrição	FC 15%,60%	FC 15%,70%	FC20%,60%	FC20%,70%
Quantidade de energia [MWh/ano]	1 314	1 314	1 752	1 752
Energia Disponível [MWh]	788	919	1 051	1 226
Quantidade de Hidrogénio [kg/ano]	15 760	18 380	21 020	24 520
Custo Anual de Energia [\$]	52 560	105 120	70 080	140 160
Custo de Energia para Produção [\$]	31 520	73 520	42 040	98 000
Quantidade de Água [L]	141 840	165 420	189 680	220 680
Custo da água [\$]	1 418	8 271	1 892	11 034
CAPEX [\$]	3 325 000	3 325 000	3 325 000	3 325 000
OPEX Anual [\$]	40 500	40 500	40 500	40 500
Preço de Venda do Hidrogénio [\$/kg]	3,5	3,5	3,5	3,5
Receita Anual [\$]	55 160	-	-	85 820
Lucro Operacional Anual [\$]	14 660	-	-	45 320
Taxa de Atualização [%]	8	-	-	8
Vida útil do Projeto [anos]	20	-	-	20
VAL [\$]	-3 181 065,96	-	-	-2 880 041,56
PRI [anos]	227	-	-	73
ROI [%]	-0,91	-	-	-0,73
TIR [%]	-16,74	-	-	-10
LCOH [\$/kg]	213,55	-	-	137,26

### 7.1.7. Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico 100MW

Como realizado para o parque fotovoltaico de menor potência, o estudo da viabilidade económica foi, apenas, efetuada a análise para os menores e maiores valores de produção (apêndice 7 a 12), consoante os fatores de capacidade e de eficiência calculados pelas equações matemáticas apresentadas. Como anteriormente, foram assumidos os mesmos valores para a taxa de atualização e para a vida útil de projeto. Apresentando-se os resultados na seguinte tabela (tabela 7-2):

Tabela 7-2 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque fotovoltaico, de 100MW

Descrição	FC 15%,60%	FC 15%,70%	FC20%,60%	FC20%,70%
Quantidade de energia [MWh/ano]	130 050	130 050	173 400	173 400
Energia Disponível [MWh]	78 030	91 035	104 040	121 380
Quantidade de Hidrogénio [kg/ano]	1 560 600	1 820 700	2 080 800	2 427 600
Custo Anual de Energia [\$]	5 202 000	10 404 000	6 936 000	13 872 000
Custo de Energia para Produção [\$]	3 121 200	7 282 800	4 161 600	9 710 400
Quantidade de Água [L]	14 045 400	16 386 300	18 727 200	21 848 400
Custo da água [\$]	140 454	819 315	187 272	1 092 420
CAPEX [\$]	332 500 000	332 500 000	332 500 000	332 500 000
OPEX Anual [\$]	40 500	40 500	40 500	40 500
Preço de Venda do Hidrogénio [\$/kg]	3,5	3,5	3,5	3,5
Receita Anual [\$]	5 462 100	-	-	8 496 600
Lucro Operacional Anual [\$]	5 421 600	-	-	8 456 100
Taxa de Atualização [%]	8	-	-	8
Vida útil do Projeto [anos]	20	-	-	20
VAL [\$]	-279 269 932,02	-	-	-249 476 763,71
PRI [anos]	61	-	-	39
ROI [%]	-0,67	-	-	-0,49
TIR [%]	-8,91	-	-	-5,73
LCOH [\$/kg]	213,09	-	-	136,98

## 7.2. Parque Eólico

### 7.2.1. Investimentos Iniciais (CAPEX)

Para fornecer uma estimativa dos investimentos iniciais, necessários à construção de um parque fotovoltaico, é necessário considerar vários fatores como o tamanho do projeto, a sua localização e outros custos específicos relacionados com as tecnologias aplicadas. Apresentando-se a seguinte lista com valores típicos, e aproximados, para cada componente tida em conta (IRENA, 2022b).

- **Aerogeradores:** 1,5 a 3 milhões USD/MW
- **Infraestrutura de construção e instalação:** 0,5 a 1 milhão USD/MW
- **Sistema de transmissão:** 0,2 a 0,5 milhões USD
- **Licenças e Permissões:** 0,05 a 0,1 milhões USD
- **Custos de Projeto:** 0,1 a 0,2 milhões USD

Custos totais estimados: Entre 2,35 e 4,8 milhões USD/MW

### 7.2.2. Custos Operacionais (OPEX)

Para fornecer uma estimativa dos custos operacionais, necessários à manutenção de um parque fotovoltaico, é necessário ter em consideração diversos fatores, apresentando-se os mesmos a seguinte lista (Lai & Mcculloch, 2017):

- **Manutenção e Operação:** 50 000 a 100 000 USD/ano
- **Custos de Transmissão:** 5 000 a 10 000 USD/ano
- **Seguros e Licenças:** 15 000 a 30 000 USD/ano
- **Custos administrativos:** 5 000 a 10 000 USD/ano

Custos totais estimados: 75 000 a 150 000 USD/ano

### 7.2.3. Eficiência de Produção

Uma vez que o processo de produção de hidrogénio por energia eólica é igual ao processo por energia solar, variando apenas a forma de produção de energia e nos fatores de capacidade, os quais estão compreendidos entre os 30% e os 40% para a produção a partir de energia eólica (Kakoulaki et al., 2021).

Os cálculos da quantidade de energia produzida (equação 7.1), da energia disponível (equação 7.2) e da quantidade de hidrogénio produzida (equação 7.3) utilizam as mesmas equações matemáticas que os apresentados para o parque fotovoltaico.

### 7.2.4. Custos de Energia

Para o cálculo dos custos de energia são utilizadas as mesmas equações matemáticas, apresentadas nos custos de energia do parque fotovoltaico, em que a o custos anuais da eletricidade são calculados pela equação 7.4 e os custos de energia para a produção de hidrogénio são calculados pela equação 7.5. A diferença entre os custos anuais de eletricidade entre os dois casos deve-se ao facto de os custos de eletricidade para os parque eólicos apresentar valores entre os 30 USD e os 60USD por MWh (IEA, 2023).

### 7.2.5. Custos da Água

Sendo o processo de eletrólise o mesmo para ambos os casos, necessitando ambos de 9L de água por cada 1kg de hidrogénio produzido (Rashid et al., 2015), o cálculo da quantidade de água necessária anualmente e dos custos da mesma permite a utilização das mesmas equações, equação 7.6 e equação 7.7 respetivamente.

### 7.2.6. Viabilidade Económica

Como realizado no estudo da viabilidade económica da utilização de um parque fotovoltaico para a produção de hidrogénio, para a produção de hidrogénio a partir da energia produzida por um parque eólico vai ser necessário calcular, também, o valor do Retorno de Investimento (ROI) (equação 7.8), o Valor Atual Líquido (VAL) (equação 7.9), o Período de Recuperação de Investimento (PRI) (equação 7.10), a Taxa Interna de Retorno (TIR) (equação 7.11) (IRENA, 2020) e o custo nivelado da produção de hidrogénio (LCOH) (equação 7.12) (Lazard, 2021).

### 7.2.7. Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico 1MW

Como realizado para os parque fotovoltaicos, o estudo da viabilidade económica foi efetuado para os menores e maiores valores de produção (apêndice 13 a 18), consoante os fatores de capacidade e de eficiência calculados pelas equações matemáticas apresentadas. Para este cenário foi, também, assumido os mesmos valores para a taxa de atualização e para a vida útil de projeto. Apresentando-se os resultados na seguinte tabela (tabela 7-3):

Tabela 7-3 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque eólico, de 1MW

<b>Descrição</b>	<b>FC 30%,60%</b>	<b>FC 30%,70%</b>	<b>FC40%,60%</b>	<b>FC40%,70%</b>
Quantidade de energia [MWh/ano]	2628	2628	3504	3504
Energia Disponível [MWh]	1577	1839	2102	2453
Quantidade de Hidrogénio [kg/ano]	31540	36780	42040	49060
Custo Anual de Energia [\$]	78840	157680	105120	210240
Custo de Energia para Produção [\$]	47310	110340	63060	147180
Quantidade de Água [L]	283860	331020	378360	441540
Custo da água [\$]	2838	16551	3784	22077
CAPEX [\$]	3 575 000	3 575 000	3 575 000	3 575 000
OPEX Anual [\$]	87 500	87 500	87 500	87 500
Preço de Venda do Hidrogénio [\$/kg]	3,5	3,5	3,5	3,5
Receita Anual [\$]	110 390	-	-	171 710
Lucro Operacional Anual [\$]	22 890	-	-	84 210
Taxa de Atualização [%]	8	-	-	8
Vida útil do Projeto [anos]	20	-	-	20
VAL [\$]	-3 350 262,61	-	-	-2 748 213,81
PRI [anos]	156	-	-	42
ROI [%]	-0,67	-	-	-0,53
TIR [%]	-14,68	-	-	-6,3
LCOH [\$/kg]	116,12	-	-	74,65

### 7.2.8. Resultados obtidos, Parque Fotovoltaico 100MW

Como realizado para os parque eólico de menor potência (1MW), o estudo da viabilidade económica foi efetuado para os menores e maiores valores de produção (apêndice 19 a 24), consoante os fatores de capacidade e de eficiência calculados pelas equações matemáticas apresentadas. Para este cenário foi, também, assumido os mesmos valores para a taxa de atualização e para a vida útil de projeto. Apresentando-se os resultados na seguinte tabela (tabela 7-4):

Tabela 7-4 - Resultados obtidos para o caso de estudo de um parque eólico, de 100MW

<b>Descrição</b>	<b>FC 30%,60%</b>	<b>FC 30%,70%</b>	<b>FC40%,60%</b>	<b>FC40%,70%</b>
Quantidade de energia [MWh/ano]	260 100	260 100	346 800	346 800
Energia Disponível [MWh]	156 060	182 070	208 080	242 760
Quantidade de Hidrogénio [kg/ano]	3 121 200	3 641 400	4 161 600	4 855 200
Custo Anual de Energia [\$]	7 803 000	15 606 000	10 404 000	20 808 000
Custo de Energia para Produção [\$]	4 681 800	10 924 200	6 242 400	14 565 600
Quantidade de Água [L]	28 090 800	32 772 600	37 454 400	43 696 800
Custo da água [\$]	280 908	1 638 630	374 544	2 184 840
CAPEX [\$]	357 500 000	357 500 000	357 500 000	357 500 000
OPEX Anual [\$]	87 500	87 500	87 500	87 500
Preço de Venda do Hidrogénio [\$/kg]	3,5	3,5	3,5	3,5
Receita Anual [\$]	10 924 200	-	-	16 993 200
Lucro Operacional Anual [\$]	10 836 700	-	-	16 905 700
Taxa de Atualização [%]	8	-	-	8
Vida útil do Projeto [anos]	20	-	-	20
VAL [\$]	-251 103 681,99	-	-	-191 517 345,37
PRI [anos]	33	-	-	21
ROI [%]	-0,39	-	-	-0,05
TIR [%]	-8,91	-	-	-5,73
LCOH [\$/kg]	114,57	-	-	73,65

## 8. Análise de resultados

Neste capítulo será realizada uma análise detalhada dos resultados obtidos a partir dos casos de estudo efetuados, a partir dos quais se pretendeu perceber qual seria a viabilidade económica de produção de hidrogénio, por megawatt, a partir de energia solar e eólica. Esta análise abrange os indicadores financeiros calculados, como o valor atual líquido (VAL), a taxa interna de retorno (TIR), o período de retorno de investimento (PRI), o retorno de investimento (ROI) e o custo nivelado da produção de hidrogénio (LCOH). A partir destes parâmetros, será efetuada uma avaliação sobre a viabilidade económica de cada caso estudado, proporcionando uma visão clara dos desafios e das oportunidades na implementação de tecnologias para a produção de hidrogénio verde.

### 8.1. Parque Fotovoltaico, 1MW

A partir da tabela 8-1 é possível observar os resultados obtidos para os indicadores de viabilidade económica da utilização de energia solar como fonte de energia para a produção de hidrogénio verde.

*Tabela 8-1 – Resumo dos valores calculados para um parque fotovoltaico, 1MW*

Descrição	Produção Mínima	Produção Máxima
<b>Quantidades de Hidrogénio [kg/ano]</b>	15 760	24 520
<b>VAL [\$]</b>	-3 181 065,96	-2 880 041,56
<b>PRI [anos]</b>	227	73
<b>ROI [%]</b>	-0,91	-0,73
<b>TIR [%]</b>	-16,74	-10
<b>LCOH [\$/kg]</b>	213,55	137,26

Analisando os resultados obtidos para os dois cenários estudados, produção mínima (15 760 kg/ano) e produção máxima (24 520 kg/ano), e para os vários indicadores, VAL, PRI, ROI, TIR e LCOH é possível fazer uma análise detalhada sobre a viabilidade económica para a produção de hidrogénio a partir de energia solar.

#### 8.1.1. Produção de Hidrogénio

A partir da variação das quantidades produzidas de hidrogénio, estando esta entre os 15 760 kg por ano e os 24 520 kg/ano, é possível observar que o aumento de produção do cenário de produção mínima para o cenário de produção máxima afeta diretamente os resultados financeiros, isto é, uma maior produção de hidrogénio permite

que exista uma maior diluição dos custos fixos e que melhora a economia de escala, embora este aumento de produção não seja suficiente para solucionar todos os desafios económicos da produção de hidrogénio por energia solar.

### 8.1.2. Valor Atual Líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido (VAL) é um dos indicadores de maior relevância para a avaliação da viabilidade económica de um projeto. Para os dois cenários estudados é possível verificar que tanto para o cenário de menor produção, como para o de maior produção o VAL apresenta valores negativos, -3 181 065,96 USD e -2 880 041,56 USD respetivamente. Apesar de uma melhoria no VAL para o cenário de maior produção, o mesmo indica que até ao final da vida útil do projeto o resultado seria uma perda financeira, pelo que o investimento inicial e os custos operacionais superariam as possíveis receitas do hidrogénio produzido. O facto de ambos os valores serem negativos que, nas condições atuais, um projeto desta natureza não é atrativo para investidores, a não ser que exista uma redução significativa nos custos de investimento e de operação ou que o preço de venda do hidrogénio apresente uma subida substancial.

### 8.1.3. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O Período de Recuperação do Investimento (PRI) é um indicador do tempo necessário para que os fluxos de caixa acumulados sejam suficientes para que o custo do investimento inicial seja retornado durante a vida útil do projeto. A partir dos valores do PRI obtidos para ambos os cenários é possível observar que o tempo necessário para que se consiga alcançar um retorno do investimento é extremamente longo, sendo que, no cenário de produção mínima, é necessário 227 anos e, para o cenário de produção máxima, 73 anos. Estes valores demonstram a inviabilidade da produção de hidrogénio por energia solar, uma vez que ambos os cenários não se apresenta como projetos atrativos para os investidores e que seria necessário intervenções externas, como incentivos financeiros para que o mesmo se possa tornar mais atrativo.

### 8.1.4. Retorno de Investimento (ROI)

O Retorno de Investimento (ROI) é um indicador que tem como objetivo a medição da rentabilidade percentual de um projeto. Pelos valores obtidos para ambos os cenários, -0,91% e -0,73% é possível verificar que existe uma perda, significativa, relativamente aos investimentos feitos. O facto de, em ambos os cenários, se obter um negativo para o ROI indica que, para as condições atuais, os investidores teriam perdas financeiras. Contudo, apesar de existir uma melhoria no valor do ROI para o segundo

cenário, produção máxima, a mesma não é significativa o suficiente para que se possa observar um retorno financeiro, mas em caso de ajustes nos custos e/ou nas quantidades de produção, aumentando as mesmas, estes podem vir a traduzir-se numa possibilidade de o ROI chegar a valores positivos.

#### 8.1.5. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador para a taxa de retorno anual que o projeto poderá gerar. À semelhança dos indicadores vistos anteriormente também este indicador, para ambos os casos, apresenta valores negativos, -16,74% e -10%. Uma TIR com valores negativos indica que o projeto não chega a atingir um ponto de equilíbrio financeiro, isto é, as receitas geradas, durante o período de vida útil do projeto, não são suficientes para que o capital investido seja retornado nesse período. Estes valores, como nos outros indicadores, indica também que ambos os cenários não se apresentam como um projeto atrativo, nas condições atuais de produção e custos.

#### 8.1.6. Custo Nivelado de Produção de Hidrogénio (LCOH)

O Custo Nivelado de Produção de Hidrogénio (LCOH) é um indicador que tem como objetivo refletir o custo por quilograma hidrogénio produzido ao longo da vida útil do projeto. Após os cálculos realizados obteve-se valores de 213,55\$/kg e de 137,26\$/kg, para os cenários de menor produção e de maior produção respetivamente, quando comparados com os 3,5\$/kg, valor utilizado para a venda de hidrogénio, são valores bastante acima dos valores de mercado, geralmente entre os 1\$ e 6\$ (IEA, 2023), não sendo um valor competitivo. Os elevados valores do LCOH indicam que o custo de produção de hidrogénio, para ambos os cenários, não são competitivos, mostrando, uma vez mais, a inviabilidade do projeto para as condições atuais.

### 8.2. Parque Fotovoltaico, 100MW

A partir da tabela 8-2 é possível observar os resultados obtidos para os indicadores de viabilidade económica da utilização de energia solar como fonte de energia para a produção de hidrogénio verde.

Tabela 8-2 – Resumo dos valores calculados para um parque fotovoltaico, 100MW

Descrição	Produção Mínima	Produção Máxima
<b>Quantidades de Hidrogénio [kg/ano]</b>	78 030	121 380
<b>VAL [\$]</b>	-279 269 932,02	-249 476 763,71
<b>PRI [anos]</b>	61	39
<b>ROI [%]</b>	-0,67	-0,49
<b>TIR [%]</b>	-8,91	-5,73
<b>LCOH [\$/kg]</b>	213,09	136,98

Analisando os resultados obtidos para os dois cenários estudados, produção mínima (78 030 kg/ano) e produção máxima (121 380 kg/ano), e para os vários indicadores, VAL, PRI, ROI, TIR e LCOH é possível fazer uma análise detalhada sobre a viabilidade económica para a produção de hidrogénio a partir de energia solar.

### 8.2.1. Produção de Hidrogénio

A partir da variação das quantidades produzidas de hidrogénio, estando esta entre os 78 030 kg por ano e os 121 380 kg/ano, é possível observar que o aumento de produção do cenário de produção mínima para o cenário de produção máxima afeta diretamente os resultados financeiros, ou seja, uma maior produção de hidrogénio permite que exista alguma diluição dos custos fixos, ainda que a mesma não seja significativa. Este aumento de produção não é suficiente para solucionar todos os desafios económicos da produção de hidrogénio por energia solar, uma vez que a diferença financeira só se reflete, significativamente, no período de retorno de investimento.

### 8.2.2. Valor Atual Líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido (VAL) é um dos indicadores de maior relevância para a avaliação da viabilidade económica de um projeto. Para o cenário em causa é possível verificar que tanto para o cenário de menor produção, como para o de maior produção o VAL apresenta valores negativos, -279 269 932,02 USD e -249 476 763,71 USD respetivamente. À semelhança do que se verificou para o parque de 1MW, observa-se uma melhoria no VAL para o cenário de maior produção. Contudo ambos os cenários indicam uma perda financeira até ao final da vida útil do projeto. Traduzindo-se, também este, num projeto que não apresenta atratividade para possíveis investidores.

### 8.2.3. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

A partir dos valores do PRI obtidos para ambos as quantidades de hidrogénio produzidas, é possível observar que o tempo necessário para que se consiga alcançar um retorno do investimento é extremamente longo, sendo que, no cenário de produção mínima, é necessário 61 anos e, para o cenário de produção máxima, 39 anos. Estes valores demonstram a inviabilidade da produção de hidrogénio por energia solar, mesmo para parques com uma maior capacidade de produção.

### 8.2.4. Retorno de Investimento (ROI)

A partir dos valores obtidos para ambos os cenários, -0,67% e -0,49%, pode-se verificar que existe uma perda, relativamente aos investimentos feitos. O facto de, em ambos os cenários, se obter um negativo para o ROI indica que, para as condições atuais, os investidores teriam perdas financeiras. Contudo, o facto de estes valores estarem perto de 0% indica que ambos os cenários estão próximos da possibilidade de existência de um ponto de equilíbrio para o projeto, mas continuando a não demonstrar atratividade para os cenários estudados.

### 8.2.5. Taxa Interna de Retorno (TIR)

Como visto anteriormente, este indicador, para ambos os casos, também apresenta valores negativos, -8,91% e -5,73%. Estes valores negativos indicam que o projeto não chega a atingir um ponto de equilíbrio financeiro. Indicando, também, que ambos os cenários não se apresentam como um projeto atrativo, nas condições atuais de produção e custos.

### 8.2.6. Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio (LCOH)

Para este cenário, o LCOH apresenta valores de 213,09\$/kg e de 136,98\$/kg para os cenários de menor produção e de maior produção, respetivamente. Ao comparar com o valor médio de mercado, 3,5\$/kg (IEA, 2023), são valores bastante acima do mesmo, não sendo valores competitivos.

### 8.3. Parque Eólico, 1MW

A partir da tabela 8-3 é possível observar os resultados obtidos para os indicadores de viabilidade económica da utilização de energia solar como fonte de energia para a produção de hidrogénio verde.

*Tabela 8-3 – Resumo dos valores calculados para um parque eólico, 1MW*

Descrição	Produção Mínima	Produção Máxima
<b>Quantidades de Hidrogénio [kg/ano]</b>	31 540	49 060
<b>VAL [\$]</b>	-3 350 262,61	-2 748 213,81
<b>PRI [anos]</b>	156	42
<b>ROI [%]</b>	-0,87	-0,53
<b>TIR [%]</b>	-14,68	-6,3
<b>LCOH [\$/kg]</b>	116,12	74,65

Analisando os resultados obtidos para os dois cenários estudados, produção mínima (31 540 kg/ano) e produção máxima (49 060 kg/ano), e para os vários indicadores, VAL, PRI, ROI, TIR e LCOH é possível fazer uma análise detalhada sobre a viabilidade económica para a produção de hidrogénio a partir de energia eólica.

#### 8.3.1. Produção de Hidrogénio

A partir da variação das quantidades produzidas de hidrogénio, estando esta entre os 31 540 kg por ano e os 49 060 kg/ano, é possível observar que o aumento de produção do cenário de produção mínima para o cenário de produção máxima afeta diretamente os resultados financeiros, isto é, uma maior produção de hidrogénio permite que exista uma maior diluição dos custos fixos e que melhora a economia de escala, embora este aumento de produção não seja suficiente para solucionar todos os desafios económicos da produção de hidrogénio por energia solar.

#### 8.3.2. Valor Atual Líquido (VAL)

Para os dois cenários estudados é possível verificar que tanto para o cenário de menor produção, como para o de maior produção o VAL apresenta valores negativos, - 3.350.262,61 USD e -2.748.213,81 USD respetivamente. Apesar de uma melhoria no VAL para o cenário de maior produção, o mesmo indica que até ao final da vida útil do projeto o resultado seria uma perda financeira, pelo que o investimento inicial e os custos operacionais superariam as possíveis receitas do hidrogénio produzido, o que

significa que, tanto para o cenário de maior produção como de menor produção, a produção de hidrogénio, para estas condições, não é viável.

### 8.3.3. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

Com base nos valores do PRI obtidos para ambos os cenários, é possível observar que o tempo necessário para que se consiga alcançar um retorno do investimento é extremamente longo, sendo que, no cenário de produção mínima, é necessário 156 anos e, para o cenário de produção máxima, 42 anos. Estes valores demonstram a inviabilidade da produção de hidrogénio por energia eólica, uma vez que ambos os cenários não se apresenta como projetos atrativos para os investidores e que seria necessário intervenções externas, como incentivos financeiros para que o mesmo se possa tornar mais atrativo.

### 8.3.4. Retorno de Investimento (ROI)

A partir dos valores obtidos, para o ROI, para ambos os cenários, -0,87% e -0,53%, observa-se que, para ambos os cenários de produção existe perdas financeiras, mínimas, e que para o cenário de produção máxima o valor para o ROI se aproxima de zero. Apesar de o valor se aproximar de zero estes cenários são semelhantes aos cenários anteriormente observados para os casos de estudo anteriores o retorno de investimento está perto de zero, perto de um ponto de equilíbrio, mas, continuando a traduzir-se em perdas financeiras e a sublinhar uma ausência de atratividade financeira para potenciais investidores.

### 8.3.5. Taxa Interna de Retorno (TIR)

Como observado nos indicadores anteriores, também este indicador, para ambos os casos, apresenta valores negativos, -14,68% e -6,3%. Uma TIR com valores negativos indica que o projeto não chega a atingir um ponto de equilíbrio financeiro, isto é, as receitas geradas, durante o período de vida útil do projeto, não são suficientes para que o capital investido seja retornado nesse período. Estes valores, como nos outros indicadores, indica também que ambos os cenários não se apresentam como um projeto atrativo, nas condições atuais de produção e custos, reforçando a necessidade de reduzir os custos e aumentar a eficiência deste tipo de projetos, para que seja possível atingir valores aceitáveis para a TIR.

### 8.3.6. Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio (LCOH)

Tendo-se obtido -se valores de 116,12\$/kg e de 74,65\$/kg, para os cenários de menor produção e de maior produção respetivamente, quando comparados com os 3,5\$/kg,

valor utilizado para a venda de hidrogénio, são valores bastante acima dos valores de mercado, geralmente entre os 1\$ e 6\$ (IEA, 2023), não sendo um valor competitivo.

## 8.4. Parque Eólico, 100MW

A partir da tabela 8-4 é possível observar os resultados obtidos para os indicadores de viabilidade económica da utilização de energia solar como fonte de energia para a produção de hidrogénio verde.

*Tabela 8-4 – Resumo dos valores calculados para um parque eólico, 100MW*

<b>Descrição</b>	<b>Produção Mínima</b>	<b>Produção Máxima</b>
<b>Quantidades de Hidrogénio [kg/ano]</b>	3 121 200	4 855 200
<b>VAL [\$]</b>	-251 103 681,99	-191 517 345,37
<b>PRI [anos]</b>	33	21
<b>ROI [%]</b>	-0,39	-0,05
<b>TIR [%]</b>	-8,91	-5,73
<b>LCOH [\$/kg]</b>	114,57	73,65

Analisando os resultados obtidos para os dois cenários estudados, produção mínima (3 121 200 kg/ano) e produção máxima (4 855 200 kg/ano), e para os vários indicadores, VAL, PRI, ROI, TIR e LCOH é possível fazer uma análise detalhada sobre a viabilidade económica para a produção de hidrogénio a partir de energia eólica.

### 8.4.1. Produção de Hidrogénio

A partir da variação das quantidades produzidas de hidrogénio, estando esta entre os 3 121 200 kg por ano e os 4 855 200 kg/ano, é possível observar que o aumento de produção do cenário de produção mínima para o cenário de produção máxima afeta diretamente os resultados financeiros, isto é, uma maior produção de hidrogénio permite que exista uma maior diluição dos custos fixos maioritariamente no período de retorno de investimento, estando este bastante próximo de se completar durante o período de vida útil do projeto. Mas, embora este aumento de produção apresente melhores resultados financeiros, o mesmo não é suficiente para solucionar todos os desafios económicos da produção de hidrogénio por energia solar.

### 8.4.2. Valor Atual Líquido (VAL)

A partir do Valor Atual Líquido (VAL) para os dois cenários estudados é possível verificar que tanto para o cenário de menor produção, como para o de maior produção o VAL apresenta valores negativos, -251 103 681,99 USD e -191 517 345,37 USD

respetivamente. Apesar de uma melhoria no VAL para o cenário de maior produção, o mesmo ainda se encontra longe de zero, o que significa uma perda financeira significativa e que nenhum dos cenários se apresentam como economicamente viáveis.

#### 8.4.3. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O Período de Recuperação do Investimento (PRI), indicador do tempo necessário investimento inicial seja retornado durante a vida útil do projeto, demonstra que para ambos os cenários, o tempo necessário para que se consiga alcançar um retorno do investimento é significativamente mais pequeno, 33 anos e 21 anos, quando comparado com os casos de estudo vistos anteriormente. Contudo estes valores continuam a demonstrar uma inviabilidade da produção de hidrogénio por energia eólica.

#### 8.4.4. Retorno de Investimento (ROI)

Pelos valores do retorno de investimento obtidos para ambos os cenários, -0,39% e -0,05%, observa-se que, para ambos os cenários de produção existe perdas financeiras, mínimas, e que para o cenário de produção máxima o valor para o ROI é praticamente zero. Apesar desta proximidade de zero, perto de um ponto de equilíbrio, o mesmo continua a traduzir-se em perdas financeiras e a sublinhar uma ausência de atratividade financeira para potenciais investidores.

#### 8.4.5. Taxa Interna de Retorno (TIR)

À semelhança dos indicadores vistos anteriormente também este indicador, para ambos os casos, apresenta valores negativos, -8,91% e -5,73%. Estes valores continuam a indicar que as receitas geradas, durante o período de vida útil do projeto, não são suficientes para que o capital investido seja retornado nesse período. Como nos outros indicadores, ambos os cenários não se apresentam como um projeto atrativo.

#### 8.4.6. Custo Nivelado de Produção de Hidrogénio (LCOH)

Após os cálculos realizados obteve-se valores de 114,57\$/kg e de 73,65\$/kg para os cenários de menor produção e de maior produção, respetivamente. Quando comparados com os valores obtidos para os outros casos de estudo, observa-se que neste caso em que, para um cenário que apresenta melhorias na diluição de custos fixos, os valor para o custo nivelado do hidrogénio diminui com o aumento da quantidade de hidrogénio produzida. Contudo o custo de produção de hidrogénio continua a ser menos competitivo quando comparado com os custos encontrados no mercado.

## 9. Conclusão e Trabalhos Futuros

A produção de hidrogénio verde a partir de fontes renováveis, nomeadamente a partir da energia solar e eólica, tem sido amplamente considerada como uma solução devido à sua capacidade, promissora, de reduzir significativamente a pegada de carbono no processo de produção de hidrogénio verde. Contudo, a partir dos casos de estudo apresentados observa-se que a viabilidade económica do processo de produção de hidrogénio verde, a partir de energias renováveis, depende de vários fatores, como a eficiência da produção de energia por parte dos parques fotovoltaicos e dos parques eólicos, do investimento inicial (CAPEX), dos custos de operação e de manutenção (OPEX) e dos preços de venda de hidrogénio no mercado. Fatores estes que, como se observou, podem ser, ultimamente, medidos por determinados indicadores como o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Período de Retorno do Investimento (PRI), o Retorno de Investimento (ROI) e o Custo Nivelado da Produção de Hidrogénio (LCOH).

A partir dos cálculos e da análise destes fatores foi possível concluir que a produção de hidrogénio verde, a partir de energia solar, não é economicamente viável. Uma vez que todos os indicadores demonstram a existência de perdas financeiras e um retorno de investimento num prazo extremamente longo, não sendo possível recuperar o capital investido durante o período de vida útil projeto, especialmente para o cenário de produção mínima. Estes resultados demonstram que seria necessário existir ajustes substanciais para que um projeto desta natureza se apresente como atrativo para os investidores.

Para os outros casos de estudo apresentados neste documento, a produção de hidrogénio verde a partir de energia eólica, os cálculos e a análise dos indicadores de viabilidade económica indicam, também, que este tipo de projeto enfrenta desafios económicos consideráveis, semelhantes aos do caso de estudo anterior, com períodos de retorno de investimento longos, sem que seja possível retornar o investimento, durante o período de vida útil do projeto. No entanto existem algumas diferenças, nomeadamente nos valores do retorno de investimento e do custo nivelado de produção de hidrogénio, para o cenário de produção máxima. Contudo e, apesar destes indicadores apresentarem valores mais atrativos (ROI mais perto de zero e valores de LCOH mais baixos, para o cenário de produção máxima em larga escala, 100MW), os mesmos continuam a indicar que este projeto não é economicamente viável, para as condições atuais.

## 9.1. Trabalhos Futuros

De modo a melhorar as tecnologias, as infraestruturas e as operações associadas ao processo de produção de hidrogénio verde, a partir de energias renováveis, é necessário refletir sobre as limitações que estas apresentam e sobre os futuros desenvolvimentos necessários para que os mesmos possam ser otimizados.

A partir dos temas expostos ao longo do documento e dos casos de estudo apresentados, bem como as suas análises, foi possível identificar os seguintes pontos como áreas a desenvolver de modo que a viabilidade económica da produção de hidrogénio verde, por energias renováveis, se possa tornar mais competitiva e financeiramente mais atrativa para os investidores (IEA, 2023).

- **Desenvolvimentos tecnológicos:** Investimentos contínuos em pesquisa e desenvolvimento podem levar a avanços significativos na eficiência dos eletrolisadores e na redução de custos de produção dos mesmos;
- **Escala de Produção e Economia de Escala:** Com um aumento da quantidade de projetos com o mesmo fim, produção de hidrogénio verde a partir de energias renováveis, poderá ajudar a potenciar as economias em escala, reduzindo os valores para o investimentos iniciais e reduzindo significativamente os valores do LCOH;
- **Integração de Infraestruturas de Transporte e Armazenamento:** As melhorias nas infraestruturas de transporte e de armazenamento de hidrogénio podem potenciar uma redução nos custos logísticos, operacionais e de eletricidade (Hydrogen Council, 2021);
- **Redução de Custos Operacionais:** A otimização de operações e manutenção, bem como a utilização de tecnologias de monitorização poderá permitir que se consiga reduzir os custos operacionais ao longo da vida útil do projeto;
- **Políticas Públicas e Regulamentação:** A implementação de políticas públicas e regulamentações claras poderão impulsionar um ambiente mais favorável para o desenvolvimento da economia associada ao hidrogénio verde, proporcionando incentivos para investidores e para as entidades que desenvolvem projetos desta natureza (Birol, 2019).

## 9.2. Conclusão Final

A análise da viabilidade económica da produção de hidrogénio verde a partir de energia solar e eólica revela cenários desafiadores. Contudo, dependendo das condições e dos avanços tecnológicos, este processo pode vir a ter potencial de se tornar economicamente viável e um grande passo para a descarbonização no processo de produção de hidrogénio.

No caso da energia solar os desafios são mais pronunciados, uma vez que os casos de estudos apresentaram os valores menos atrativos, com resultados financeiros negativos e com os custos nivelados de produção de hidrogénio significativamente mais elevados que os preços de mercado, inviabilizando a produção de hidrogénio a partir de energia solar.

Já para o caso da energia eólica, os resultados indicam que, embora o projetos apresentem dificuldades financeiras, para projetos com uma capacidade de produção mais baixa, o aumento dessa capacidade de produção torna os projetos ligeiramente mais atrativos. Contudo, de um ponto de vista económico a produção de hidrogénio a partir de energia eólica também não é economicamente viável, não apresentado custos nivelados de produção de hidrogénio com valores competitivos quando comparados com os preços de mercado, sendo estes significativamente mais baixos.

De um modo geral, a partir os resultados obtidos, é possível concluir que a produção de hidrogénio verde não é economicamente mais viável a partir de energia solar ou eólica. Pode-se também concluir que a produção de hidrogénio a partir de energias renováveis está, ainda, dependente de avanços tecnológicos, económicos, políticos e operacionais de modo a se tornar numa solução mais robusta e economicamente viável, podendo desempenhar, por fim, um papel fundamental na solução para a redução da pegada de carbono associada à produção de hidrogénio.

## Referências Bibliográficas

*A Process for Capturing CO<sub>2</sub> from the Atmosphere—ScienceDirect.* (sem data). Obtido 26 de junho de 2024, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435118302253>

ACEA. (2018). *ACEA report: Vehicles in use Europe 2018.*

Agora Verkehrswende, , Agora Energiewende, & Frontier Economics. (2018). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.* [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynKost\\_Study\\_EN\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf)

AirClim. (2018). Norway heading for zero-emission ships. *Acid News.* [https://www.airclim.org/sites/default/files/acidnews\\_pdf/an3-18.pdf](https://www.airclim.org/sites/default/files/acidnews_pdf/an3-18.pdf)

Albrecht, F., König, D., Baucks, N., & Dietrich, R.-U. (2017). A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study. *Fuel*, *194*, 511–526. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.12.003>

Ali Khan, M. H., Daiyan, R., Han, Z., Hablutzel, M., Haque, N., Amal, R., & MacGill, I. (2021). Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in Australia. *iScience*, *24*(6), 102539. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102539>

Alstom. (2018). *World premiere: Alstom's hydrogen trains enter passenger service in Lower Saxony.* Alstom. <https://www.alstom.com/press-releases-news/2018/9/world-premiere-alstoms-hydrogen-trains-enter-passenger-service-lower>

Altfeld, K., & Pinchbeck, D. (2013). *Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems.* [https://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/HIPS\\_Final-Report.pdf](https://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/HIPS_Final-Report.pdf)

*Ammonia plant revamp to decarbonize: Yara Pilbara.* (2019, fevereiro 15). Ammonia Energy Association. <https://ammoniaenergy.org/articles/ammonia-plant-revamp-to-decarbonize-yara-pilbara/>

Amonia Energy. (2018). *GenCell launches commercial alkaline fuel cell using cracked ammonia fuel.* Ammonia Energy Association. <https://ammoniaenergy.org/articles/gen-cell-launches-commercial-alkaline-fuel-cell-using-cracked-ammonia-fuel/>

Arcos, J. M. M., & Santos, D. M. F. (2023). The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. *Gases*, *3*(1), Artigo 1. <https://doi.org/10.3390/gases3010002>

Australian Government. (2021a). *Clean energy and large-scale battery storage*. [https://www.cefc.com.au/document?file=/media/zvz11tql/cefc\\_investmentinsights\\_neoen.pdf](https://www.cefc.com.au/document?file=/media/zvz11tql/cefc_investmentinsights_neoen.pdf)

Australian Government. (2021b). *SA big battery a game changer—Clean Energy Finance Corporation*. <https://www.cefc.com.au/case-studies/sa-big-battery-a-game-changer/>

Axon, C. J., & Darton, R. C. (2024). A systematic evaluation of risk in bioenergy supply chains. *Sustainable Production and Consumption*, 47, 128–144. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2024.03.028>

Barlett, J., & Krupnick, A. (2020). *Investment Tax Credits for Hydrogen Storage*. [https://media.rff.org/documents/IB\\_20-03\\_Hydrogen\\_dBadlJ9.pdf](https://media.rff.org/documents/IB_20-03_Hydrogen_dBadlJ9.pdf)

Baroutaji, A., Wilberforce, T., Ramadan, M., & Olabi, A. G. (2019). Comprehensive investigation on hydrogen and fuel cell technology in the aviation and aerospace sectors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 106, 31–40. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.022>

Bennett, S. J., Schroeder, D. J., & McCoy, S. T. (2014). Towards a Framework for Discussing and Assessing CO<sub>2</sub> Utilisation in a Climate Context. *Energy Procedia*, 63, 7976–7992. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.835>

Berger, R. (2017). *Hydrogen injection into the natural gas grid*. [https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/resources/hydrogen\\_injection\\_into\\_the\\_natural\\_gas\\_grid-\\_development\\_of\\_business\\_cases\\_for\\_fuel\\_cells\\_and\\_hydrogen\\_applications\\_for\\_regions\\_and\\_cities.pdf](https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/resources/hydrogen_injection_into_the_natural_gas_grid-_development_of_business_cases_for_fuel_cells_and_hydrogen_applications_for_regions_and_cities.pdf)

Berner, J., Crowell, M., Martinez, A., Ortiz, T., John, E., Rasool, H., & Bohan, D. (2022). *California Energy Commission*. <https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2022-12/CEC-600-2022-064.pdf>

Birol, D. F. (2019). WORLD ENERGY OUTLOOK 2019. *IEA*.

Brown, T. (2018, fevereiro 22). *Pilot project: An ammonia tanker fueled by its own cargo*. Ammonia Energy Association. <https://ammoniaenergy.org/articles/pilot-project-an-ammonia-tanker-fueled-by-its-own-cargo/>

Bünger, U., Michalski, J., Crotogino, F., & Kruck, O. (2016). *Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications* (pp. 133–163). <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-364-5.00007-5>

Campiñez-Romero, S., Colmenar-Santos, A., Pérez-Molina, C., & Mur-Pérez, F. (2018). A hydrogen refuelling stations infrastructure deployment for cities supported on fuel cell taxi roll-out. *Energy*, *148*, 1018–1031. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.009>

Cehade, Z., Mansilla, C., Lucchese, P., Hilliard, S., & Proost, J. (2019). Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*(51), 27637–27655. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.260>

Christensen, A. (2020). *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*.

Chu, C., Wu, K., Luo, B., Cao, Q., & Zhang, H. (2023). *Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: Catalyst, renewable carrier, and technology – A review*. <file:///C:/Users/User/Downloads/Hydrogen%20storage%20by%20liquid%20organic%20hydrogen%20carriers.pdf>

Commission, C. E. (current-date). *Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2022 Annual Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California*. California Energy Commission. <https://www.energy.ca.gov/publications/2022/joint-agency-staff-report-assembly-bill-8-2022-annual-assessment-time-and-cost>

*Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review—ScienceDirect*. (sem data). Obtido 26 de junho de 2024, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211731242X>

D. Peng, D., Fowler, M., Elkamel, A., & Almansoori, A. (2016). *Enabling utility-scale electrical energy storage by a power-to-gas energy hub and underground storage of hydrogen and natural gas*. [https://www.researchgate.net/publication/308272319\\_Enabling\\_utility-scale\\_electrical\\_energy\\_storage\\_by\\_a\\_power-to-gas\\_energy\\_hub\\_and\\_underground\\_storage\\_of\\_hydrogen\\_and\\_natural\\_gas](https://www.researchgate.net/publication/308272319_Enabling_utility-scale_electrical_energy_storage_by_a_power-to-gas_energy_hub_and_underground_storage_of_hydrogen_and_natural_gas)

Dagle, R. (2017). *An overview of natural gas conversion technologies for co-production of hydrogen and value-added solid carbon products*.

DNV. (2023). *COST AND PERFORMANCE DATA FOR OFFSHORE HYDROGEN PRODUCTION*. [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energioer/cost\\_performance\\_data\\_offshore\\_hydrogen\\_production.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energioer/cost_performance_data_offshore_hydrogen_production.pdf)

Dolci, F., Thomas, D., Hilliard, S., Guerra, C. F., Hancke, R., Ito, H., Jegoux, M., Kreeft, G., Leaver, J., Newborough, M., Proost, J., Robinius, M., Weidner, E., Mansilla, C., & Lucchese, P. (2019). Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot.

*International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 11394–11401.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.045>

E. Dodds, P., & Ekins, P. (2014). *A portfolio of powertrains for the UK: An energy systems analysis*. <https://pdf.sciencedirectassets.com/271472/1-s2.0-S0360319914X00236/1-s2.0-S0360319914018680/main.pdf?>

E4Tech. (2018). *The Fuel Cell Industry Review*. <https://www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2019/01/TheFuelCellIndustryReview2018.pdf>

*EBA Statistical Report 2017 | European Biogas Association*. (sem data). Obtido 27 de junho de 2024, de <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2017-published-soon/>

*EMSA Study On The Use of Fuel Cells in Shipping | Download Free PDF | Fuel Cell | Battery (Electricity)*. (2018). Scribd. <https://www.scribd.com/document/377548151/EMSA-Study-on-the-Use-of-Fuel-Cells-in-Shipping>

ENERGINET. (2023). <https://en.energinet.dk/media/pjqnaedq/energinet-gasunie-rapport-2023.pdf>

European Comission. (2022). *Coupling of Heating, Cooling and Electricity Sectors in a Renewable Energy-Driven Europe*. <https://www.rhc-platform.org/content/uploads/2022/11/coupling-of-heatingcooling-and-electricity-sectors-MJ0922659ENN.pdf>

Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 224, 957–980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>

FCH 2 JU. (2019). *Hydrogen Roadmap Europe Report: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition*. [https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/02/Hydrogen-Roadmap-Europe\\_Report.pdf](https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/02/Hydrogen-Roadmap-Europe_Report.pdf)

FuelsEurope. (2018). *Statistical Report 2018*. [https://www.fuelseurope.eu/uploads/files/modules/documents/file/1663766182\\_jjONWeJ1Sh7RE8fUhdsszgFHX3Eo3BJt6FjH2SzZ.pdf](https://www.fuelseurope.eu/uploads/files/modules/documents/file/1663766182_jjONWeJ1Sh7RE8fUhdsszgFHX3Eo3BJt6FjH2SzZ.pdf)

Gaster, R. (2024). Realist Approach to Hydrogen. *INFORMATION TECHNOLOGY*.

Global CCS Institue. (2017). *GLOBAL COSTS OF CARBON CAPTURE AND STORAGE*. <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf>

Goldmeer, D. J. (2018). *Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem*.

Gray, N., McDonagh, S., O'Shea, R., Smyth, B., & Murphy, J. D. (2021). *Decarbonising ships, planes and trucks: An analysis of suitable low-carbon fuels for the maritime, aviation and haulage sectors—ScienceDirect*.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000019>

Haeseldonckx, D., & D'haeseleer, W. (2007). The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(10), 1381–1386. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.018>

Hermkens, R., Jansma, S., van der Laan, M., de Laat, H., Pilzer, B., & Pulles, K. (2018). *Future-proof gas distribution networks*.  
<https://www.kiwa.com/4ab25e/globalassets/netherlands/kiwa-technology/downloads/future-proof-gas-distribution-networks-gt170272-translation.pdf>

Hongxiang, Z. (2018). *New Energy Auto Industry at Rugao*.  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/91/Plenary\\_5\\_Rugao.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/91/Plenary_5_Rugao.pdf)

Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights*.

HyUnder. (2014). *Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe*. [https://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1\\_HyUnder-Executive-Summary.pdf](https://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1_HyUnder-Executive-Summary.pdf)

IEA. (2023). *World Energy Outlook 2023*.

IEA, I. (sem data). *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>

IEA, I. (2018). *World Energy Investment 2018*.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/3688404e-dc52-46be-b347-d2d211799818/WEI2018.pdf>

IEA, I. (2019). *World Energy Investment 2019*. 176.

IEA, I. (2018a). *R&D Statistics*.

IEAGHG, I. (2017). *Reference data and Supporting Literature Reviews for SMR Based Hydrogen Production with CCS*. <https://ieaghg-publications.s3.eu-north-1.amazonaws.com/Technical+Reports/2017->

TR3+Reference+data+and+Supporting+Literature+Reviews+for+SMR+Based+Hydrogen+Production+with+CCS.pdf

Introzzi, G., & Rosskothén, M. (2017). *DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik*.

*Investment Tax Credits for Hydrogen Storage*. (sem data). Obtido 16 de junho de 2024, de [https://media.rff.org/documents/IB\\_20-03\\_Hydrogen\\_dBadlJ9.pdf](https://media.rff.org/documents/IB_20-03_Hydrogen_dBadlJ9.pdf)

Ippc. (2022). *Global Warming of 1.5°C: IPCC Special Report on Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-industrial Levels in Context of Strengthening Response to Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty* (1.<sup>a</sup> ed.). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157940>

IPHE. (2019). *Enabling Hydrogen and Fuel Cells Progress Through Global Collaboration*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/05/f63/fcto-satyapal-iphe-fcellhfc-2019.pdf>

IRENA. (2012). *Technologies Cost Analysis*.

IRENA. (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal*.

IRENA. (2022a). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*.

IRENA. (2022b). *Renewable power generation costs in 2022*.

Jacobsen, S. (2018, dezembro 5). World's largest container shipper Maersk aims to be CO<sub>2</sub>-neutral by 2050. *Reuters*. <https://www.reuters.com/article/business/worlds-largest-container-shipper-maerskaims-to-be-co2-neutral-by-2050-idUSKBN1O40QN/>

JICA. (2020). *Capacity Market in Japan*. [https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12380671\\_02.pdf](https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12380671_02.pdf)

Jones, D. R., Al-Masry, W. A., & Dunnill, C. W. (2018). Hydrogen-enriched natural gas as a domestic fuel: An analysis based on flash-back and blow-off limits for domestic natural gas appliances within the UK. *Sustainable Energy & Fuels*, 2(4), 710–723. <https://doi.org/10.1039/C7SE00598A>

Kakoulaki, G., Kougias, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J., & Jäger-Waldau, A. (2021). Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228, 113649. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113649>

Kim, S. (2018, dezembro). *Hyundai Plans \$6.7 Billion Investment to Boost Fuel-Cell Output*. IndustryWeek. <https://www.industryweek.com/leadership/article/22026811/hyundai-plans-67-billion-investment-to-boost-fuel-cell-output>

Kouchachvili, L., & Entchev, E. (2018). Power to gas and H<sub>2</sub>/NG blend in SMART energy networks concept. *Renewable Energy*, *125*, 456–464. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.088>

Kurata, O., Iki, N., Matsunuma, T., Inoue, T., Tsujimura, T., Furutani, H., Kobayashi, H., & Hayakawa, A. (2017). Performances and emission characteristics of NH<sub>3</sub>–air and NH<sub>3</sub>CH<sub>4</sub>–air combustion gas-turbine power generations. *Proceedings of the Combustion Institute*, *36*(3), 3351–3359. <https://doi.org/10.1016/j.proci.2016.07.088>

Lai, C. S., & Mcculloch, M. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, *190*, 191–203. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>

Lazard. (2021). *Levelized Cost of hydrogen analysis*.

Learmonth, I. (2021). *Energy storage supports cost effective, reliable, clean electricity and is a key component of Australia's transition to a low emissions economy. Utility scale batteries can help electricity networks support a higher penetration of renewable energy, delivering support to the grid at demand periods.*”.

Leeds City Gate. (2017). *H21*. <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Executive-Summary-Interactive-PDF-July-2016-V2.pdf>

*Levando o hidrogênio da tabela periódica para o mercado | Emerson BR*. (sem data). Obtido 26 de junho de 2024, de <https://www.emerson.com/pt-br/expertise/automation/roadmap-to-industrial-sustainability/taking-hydrogen-from-the-periodic-table-to-the-market>

METI. (2017). *Japan's Energy Landscape and Key Policy Measures*.

Meyer, G. (2020). *Electrification of the Transport System—European Commission*. [https://ec.europa.eu/newsroom/horizon2020/document.cfm?doc\\_id=46372](https://ec.europa.eu/newsroom/horizon2020/document.cfm?doc_id=46372)

Mignard, D., & Pritchard, C. (2008). On the use of electrolytic hydrogen from variable renewable energies for the enhanced conversion of biomass to fuels. *Chemical Engineering Research and Design*, *86*(5), 473–487. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2007.12.008>

Military Academic Collaboration (MAC) Program, Minnehan, J., & Pratt, J. (2017). *Practical Application Limits of Fuel Cells and Batteries for Zero Emission Vessels* (SAND--2017-12665, 1410178, 658940; p. SAND--2017-12665, 1410178, 658940). <https://doi.org/10.2172/1410178>

Nagashima, M. (2018). *Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications*.

[https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima\\_japan\\_hydrogen\\_2018\\_.pdf](https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2018_.pdf)

Northern Netherlands Innovation Board. (2017). *The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands*. <https://profadvanwijk.com/archive/wp-content/uploads/2017/04/NIB-BP-EN-DEF-webversie.pdf>

NOW-GMBH.DE. (2018). *Industrialisation of water electrolysis in Germany: Opportunities and challenges for sustainable hydrogen for transport, electricity and heat*. [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/181204\\_bro\\_a4\\_indwede-studie\\_kurzfassung\\_en\\_v03-1.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/181204_bro_a4_indwede-studie_kurzfassung_en_v03-1.pdf)

OEE (Office of Energy efficiency, Canada). (2016). *Energy Use Data Handbook*. [https://publications.gc.ca/collections/collection\\_2019/rncan-nrcan/M141-11-2016-eng.pdf](https://publications.gc.ca/collections/collection_2019/rncan-nrcan/M141-11-2016-eng.pdf)

Ohlig, K., & Decker, L. (2013). The Latest Developments and Outlook for Hydrogen Liquefaction Technology. *AIP conference proceedings, 1573*. <https://doi.org/10.1063/1.4860858>

Papageorgopoulos, D. (2017). [https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/progress17/v\\_0\\_papageorgopoulos\\_2017.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/progress17/v_0_papageorgopoulos_2017.pdf).

Papageorgopoulos, D. (2019a). *Fuel Cell R&D Overview*. [https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review19/plenary\\_fuel\\_cell\\_papageorgopoulos\\_2019.pdf?Status=Master](https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review19/plenary_fuel_cell_papageorgopoulos_2019.pdf?Status=Master)

Papageorgopoulos, D. (2019b). *Fuel Cell R&D Overview*.

(PDF) *Ammonia for power*. (sem data-a). Obtido 27 de junho de 2024, de [https://www.researchgate.net/publication/328665528\\_Ammonia\\_for\\_power](https://www.researchgate.net/publication/328665528_Ammonia_for_power)

(PDF) *Ammonia for power*. (sem data-b). Obtido 27 de junho de 2024, de [https://www.researchgate.net/publication/328665528\\_Ammonia\\_for\\_power](https://www.researchgate.net/publication/328665528_Ammonia_for_power)

(PDF) *Role of Seawater Desalination in the Management of an Integrated Water and 100% Renewable Energy Based Power Sector in Saudi Arabia*. (sem data). Obtido 26 de junho de 2024, de [https://www.researchgate.net/publication/322014442\\_Role\\_of\\_Seawater\\_Desalination\\_in\\_the\\_Management\\_of\\_an\\_Integrated\\_Water\\_and\\_100\\_Renewable\\_Energy\\_Based\\_Power\\_Sector\\_in\\_Saudi\\_Arabia](https://www.researchgate.net/publication/322014442_Role_of_Seawater_Desalination_in_the_Management_of_an_Integrated_Water_and_100_Renewable_Energy_Based_Power_Sector_in_Saudi_Arabia)

Pratt, J., Terlip, D., Ainscough, C., Kurtz, J., & Elgowainy, A. (2015). *H2FIRST Reference Station Design Task: Project Deliverable 2-2* (NREL/TP--5400-64107, 1215215; p. NREL/TP--5400-64107, 1215215). <https://doi.org/10.2172/1215215>

Proost, J. (2019). State-of-the art CAPEX data for water electrolysers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(9), 4406–4413. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>

Ramasamy, V., Zuboy, J., Woodhouse, M., O’Shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Walker, A., Margolis, R., & Basore, P. (2023). U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2023. *Renewable Energy*.

Rashid, M., Al Mesfer, M., Naseem, H., & Danish. (2015). 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*, ISSN, 2249–8958.

Raucci. (2019). *Zero-Emission Vessels: Transition Pathways*. [https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/10102979/1/Raucci%20et%20al.%20\(2019\)%20Zero%20Emission%20Vessels%20transition%20pathways.pdf](https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/10102979/1/Raucci%20et%20al.%20(2019)%20Zero%20Emission%20Vessels%20transition%20pathways.pdf)

Ravn Nielsen, E., & Prag, C. B. (2017). *Learning points from demonstration of 1000 fuel cell based microCHP units – Summary of analyses from the ene.field project*. <https://enefield.eu/wp-content/uploads/2017/10/ene.field-Summary-Report.pdf>

*Renewable Power Generation Costs in 2022*. (2023, agosto 29). <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P., & Stolten, D. (2017). Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*, 200, 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>

Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., & Stolten, D. (2019). A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy*, 247, 438–453. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.064>

Rex, M. (2019). EE ENERGY ENGINEERS GmbH. *Annual Report*.

Ridjan, I., Mathiesen, B. V., & Connolly, D. (2016). Terminology used for renewable liquid and gaseous fuels based on the conversion of electricity: A review. *Journal of Cleaner Production*, 112, 3709–3720. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.05.117>

Robinius, M., LinBen, J., Grube, T., Reuß, M., Stenzel, P., Syranidis, K., Kuckertz, P., & Stolten, D. (2018). *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles*. [https://juser.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie\\_Umwelt\\_408\\_NEU.pdf](https://juser.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf)

S., B., M., T., J., H., E., S., C., M., D., P., & P., H. (2018). *National Hydrogen Roadmap*. [https://www.csiro.au/-/media/Do-Business/Files/Futures/18-00314\\_EN\\_NationalHydrogenRoadmap\\_WEB\\_180823.pdf](https://www.csiro.au/-/media/Do-Business/Files/Futures/18-00314_EN_NationalHydrogenRoadmap_WEB_180823.pdf)

Saur, G., Gilleon, S., & Sprik, S. (sem data). *Next Generation Hydrogen Station Composite Data Products: Retail Stations Data through Quarter 3 of 2019*.

Saur, G., Gilleon, S., & Sprik, S. (2019). *Next Generation Hydrogen Station Composite Data Products: Retail Stations*. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76588.pdf>

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42, 30470–30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

Schmidt, P., & Weindorf, W. (2016). *Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives*. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005\\_uba\\_hin tergrund\\_ptl\\_barrierrefrei.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hin tergrund_ptl_barrierrefrei.pdf)

SHELL. (2017). *ENERGY OF THE FUTURE?* [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786\\_Hydrogen\\_Study.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786_Hydrogen_Study.pdf)

Silberhorn, D., Atanasov, G., Walther, J.-N., & Zill, T. (sem data). *ASSESSMENT OF HYDROGEN FUEL TANK INTEGRATION AT AIRCRAFT LEVEL*.

SNAM. (2018). *Global gas report*. [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas\\_naturale/global-gas-report/global\\_gas\\_report\\_2018.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2018.pdf)

S&P Global Platts. (2018). *Powering the Markets of the Future*. [https://www.spglobal.com/content/dam/spglobal/corporate/en/annual-reports/2018/pdf/corp-324\\_sp-global-2018-annual-report.pdf](https://www.spglobal.com/content/dam/spglobal/corporate/en/annual-reports/2018/pdf/corp-324_sp-global-2018-annual-report.pdf)

Speirs, J., Balcombe, P., Johnson, E., Martin, J., Brandon, N., & Hawkes, A. (2018). A greener gas grid: What are the options. *Energy Policy*, 118, 291–297. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.069>

Staffell, I., Scamman, D., Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P., Ekins, P., Shah, N., & Ward, K. (2018). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12. <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>

Stephens-Romero, S., Carreras-Sospedra, M., Brouwer, J., Dabdub, D., & Samuelsen, S. (2009). Determining Air Quality and Greenhouse Gas Impacts of Hydrogen Infrastructure and Fuel Cell Vehicles. *Environmental science & technology*, 43, 9022–9029. <https://doi.org/10.1021/es901515y>

Strbac, G., Pudjianto, D., Sansom, R., Djapic, P., Ameli, H., Shah, N., Brandon, N., & Hawkes, A. (2018). *Analysis of Alternative UK Heat Decarbonisation Pathways*. <https://www.theccc.org.uk/publication/analysis-of-alternative-uk-heat-decarbonisation-pathways/>

Tajitsu, N., & Shiraki, M. (2018, julho 30). Toyota plans to expand production, shrink cost of hydrogen fuel cell vehicles. *Reuters*. <https://www.reuters.com/article/business/toyota-plans-to-expand-production-shrink-cost-of-hydrogen-fuel-cell-vehicles-idUSKBN1KG0Y0/>

Taljegard, M., Brynolf, S., Grahn, M., Andersson, K., & Johnson, H. (2014). Cost-Effective Choices of Marine Fuels in a Carbon-Constrained World: Results from a Global Energy Model. *Environmental Science & Technology*, 48(21), 12986–12993. <https://doi.org/10.1021/es5018575>

The Asian Renewable Energy Hub. (2019). *About the Asian Renewable Energy Hub*. [https://www.epa.wa.gov.au/sites/default/files/PER\\_documentation2/Environmental%20Review%20Document%20Part%201.pdf](https://www.epa.wa.gov.au/sites/default/files/PER_documentation2/Environmental%20Review%20Document%20Part%201.pdf)

*The Paris Agreement* | UNFCCC. (2015). <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>

The Royal Society. (2020). *Ammonia: Zero-carbon fertiliser, fuel and energy store*. <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>

Tractebel, T. (2019). *Engineering a zero-carbon future*. <https://tractebel-engie.com/files/attachments/.3105/Tractebel-general-brochure-2019.pdf>

United Nations. (2014). *Compressed and Liquefied Natural Gas System Components*. <https://unece.org/fileadmin/DAM/trans/main/wp29/wp29regs/2015/R110r3e.pdf>

van Biert, L., Godjevac, M., Visser, K., & Aravind, P. V. (2016). A review of fuel cell systems for maritime applications. *Journal of Power Sources*, 327, 345–364. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.07.007>

Walker, I., Madden, B., & Tahir, F. (2018). *Hydrogen supply chain evidence base*. [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/760479/H2\\_supply\\_chain\\_evidence\\_-\\_publication\\_version.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760479/H2_supply_chain_evidence_-_publication_version.pdf)

Wang, H., Ouyang, M., Li, J., & Yang, F. (2022). Hydrogen fuel cell vehicle technology roadmap and progress in China. *Journal of Automotive Safety and Energy*, 13, 211–224. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1674-8484.2022.02.001>

Wilson, A., Kleen, G., & Papageorgopoulos, D. (2017). *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record*. [https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/17007\\_fuel\\_cell\\_system\\_cost\\_2017.pdf?Status=Master](https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/17007_fuel_cell_system_cost_2017.pdf?Status=Master)

World Energy Council. (2018). *Hydrogen an enabler of the Grand Transition*. [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/1Hydrogen-an-enabler-of-the-Grand-Transition\\_FEL\\_WEC\\_2018\\_Final.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/1Hydrogen-an-enabler-of-the-Grand-Transition_FEL_WEC_2018_Final.pdf)

Yumiya, H., Kizaki, M., & Asai, H. (2015). Toyota Fuel Cell System (TFCS). *World Electric Vehicle Journal*, 7, 85–92. <https://doi.org/10.3390/wevj7010085>

# Apêndices

## [1] Cálculos, Parque Fotovoltaico, 1MW

$$FC_{15\%} = 1 \text{ MW} \times 0,15 \times 8 \text{ 760 h/ano} \approx 1 \text{ 314 MWh/ano} \quad (0.1)$$

$$FC_{20\%} = 1 \text{ MW} \times 0,20 \times 8 \text{ 760 h/ano} \approx 1 \text{ 752 MWh/ano} \quad (0.2)$$

$$\text{Energia Dsiponível}_{60\%} = FC_{15\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 1 \text{ 314 MWh} \times 0,6 = 788 \text{ MWh} \quad (0.3)$$

$$\text{Energia Dsiponível}_{60\%} = FC_{20\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 1 \text{ 752 MWh} \times 0,6 = 1 \text{ 051 MWh} \quad (0.4)$$

$$\text{Energia Dsiponível}_{70\%} = FC_{15\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 1 \text{ 314 MWh} \times 0,7 = 919 \text{ MWh} \quad (0.5)$$

$$\text{Energia Dsiponível}_{70\%} = FC_{20\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 1 \text{ 752 MWh} \times 0,7 = 1 \text{ 226 MWh} \quad (0.6)$$

$$QHidrogénio_{FC15\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{788 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 15 \text{ 760 kg/ano} \quad (0.7)$$

$$QHidrogénio_{FC15\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{919 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 18 \text{ 380 kg/ano} \quad (0.8)$$

$$QHidrogénio_{FC20\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{1 \text{ 051 MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 21 \text{ 020 kg/ano} \quad (0.9)$$

$$QHidrogénio_{FC20\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{1 \text{ 226 MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 24 \text{ 520 kg/ano} \quad (0.10)$$

$$\text{Custo anual}_{FC15\%} = 1 \text{ 314 MWh} \times 40 \$ = 52 \text{ 560 \$/ano} \quad (0.11)$$

$$\text{Custo anual}_{FC15\%} = 1 \text{ 314 MWh} \times 80 \$ = 105 \text{ 120 \$/ano} \quad (0.12)$$

$$\text{Custo anual}_{FC20\%} = 1\,752 \text{ MWh} \times 40 \$ = 70\,080 \text{ \$/ano} \quad (0.13)$$

$$\text{Custo anual}_{FC20\%} = 1\,752 \text{ MWh} \times 80 \$ = 140\,160 \text{ \$/ano} \quad (0.14)$$

$$\text{Custo Energia} = \text{Energia Disponível} \times \text{Preço} = 788 \text{ MWh} \times 40\$ = 31\,520 \$ \quad (0.15)$$

$$\text{Custo de Energia} = \text{Energia Disponível} \times \text{Preço} = 919 \text{ MWh} \times 80\$ = 73\,520\$ \quad (0.16)$$

$$\text{Custo de Energia} = \text{Energia Disponível} \times \text{Preço} = 1\,051 \text{ MWh} \times 40\$ = 42\,040\$ \quad (0.17)$$

$$\text{Custo de Energia} = \text{Energia Disponível} \times \text{Preço} = 1\,226 \text{ MWh} \times 80\$ = 98\,000\$ \quad (0.18)$$

$$Q_{\text{Água}_{15\%}} = Q_{\text{Hidrogénio}_{FC15\%}} \times 9 \text{ L/kg} = 15\,760 \text{ kg} \times 9 \text{ L/kg} = 141\,840 \text{ L} \quad (0.19)$$

$$Q_{\text{Água}_{15\%}} = Q_{\text{Hidrogénio}_{FC15\%}} \times 9 \text{ L/kg} = 18\,380 \text{ kg} \times 9 \text{ L/kg} = 165\,420 \text{ L} \quad (0.20)$$

$$Q_{\text{Água}_{20\%}} = Q_{\text{Hidrogénio}_{FC20\%}} \times 9 \text{ L/kg} = 21\,020 \text{ kg} \times 9 \text{ L/kg} = 189\,180 \text{ L} \quad (0.21)$$

$$Q_{\text{Água}_{20\%}} = Q_{\text{Hidrogénio}_{FC20\%}} \times 9 \text{ L/kg} = 24\,520 \text{ kg} \times 9 \text{ L/kg} = 220\,680 \text{ L} \quad (0.22)$$

$$C_{\text{Água}_{15\%}} = Q_{\text{Água}_{15\%}} \times 0,01\$/L = 141\,840 \text{ L} \times 0,01\$/L = 1\,418\$ \quad (0.23)$$

$$C_{\text{Água}_{15\%}} = Q_{\text{Água}_{15\%}} \times 0,05\$/L = 165\,420 \text{ L} \times 0,05\$/L = 8\,271\$ \quad (0.24)$$

$$C_{\text{Água}_{20\%}} = Q_{\text{Água}_{20\%}} \times 0,01\$/L = 189\,180 \text{ L} \times 0,01\$/L = 1\,892\$ \quad (0.25)$$

$$C_{\text{Água}_{20\%}} = Q_{\text{Água}_{20\%}} \times 0,05\$/L = 220\,680 \text{ L} \times 0,05\$/L = 11\,034\$ \quad (0.26)$$

## [2] Cálculo do VAL, produção mais baixa (Parque Fotovoltaico, 1MW)

Tabela 0-1 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [\$]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL [\$]
0	-3325000	0	-3325000	0,08	0	-3325000	-3181065,959
1	55160	-40500	14660	0,08	13574,07407	-3311425,926	
2	55160	-40500	14660	0,08	12568,58711	-3298857,339	
3	55160	-40500	14660	0,08	11637,58065	-3287219,758	
4	55160	-40500	14660	0,08	10775,53764	-3276444,221	
5	55160	-40500	14660	0,08	9977,349669	-3266466,871	
6	55160	-40500	14660	0,08	9238,28673	-3257228,584	
7	55160	-40500	14660	0,08	8553,969195	-3248674,615	
8	55160	-40500	14660	0,08	7920,341847	-3240754,273	
9	55160	-40500	14660	0,08	7333,649858	-3233420,623	
10	55160	-40500	14660	0,08	6790,416535	-3226630,207	
11	55160	-40500	14660	0,08	6287,422718	-3220342,784	
12	55160	-40500	14660	0,08	5821,687702	-3214521,096	
13	55160	-40500	14660	0,08	5390,451576	-3209130,645	
14	55160	-40500	14660	0,08	4991,158866	-3204139,486	
15	55160	-40500	14660	0,08	4621,443395	-3199518,042	
16	55160	-40500	14660	0,08	4279,114254	-3195238,928	
17	55160	-40500	14660	0,08	3962,142828	-3191276,785	
18	55160	-40500	14660	0,08	3668,650767	-3187608,135	
19	55160	-40500	14660	0,08	3396,898858	-3184211,236	
20	55160	-40500	14660	0,08	3145,276721	-3181065,959	

### [3] Cálculo da TIR, produção mínima (Parque Fotovoltaico, 1MW)

Tabela 0-2 - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima

Taxa de Atualização [%]	VAL [\$]
8,00%	-3 181 066
6,00%	-3 156 851
2,00%	-3 085 287,99
0,00%	-3 031 800
-2,00%	-2 960 050
-6,00%	-2 727 113
-10,00%	-2 265 776
-14,00%	-1 291 570
-16,74%	4 468
-18,00%	-904 619

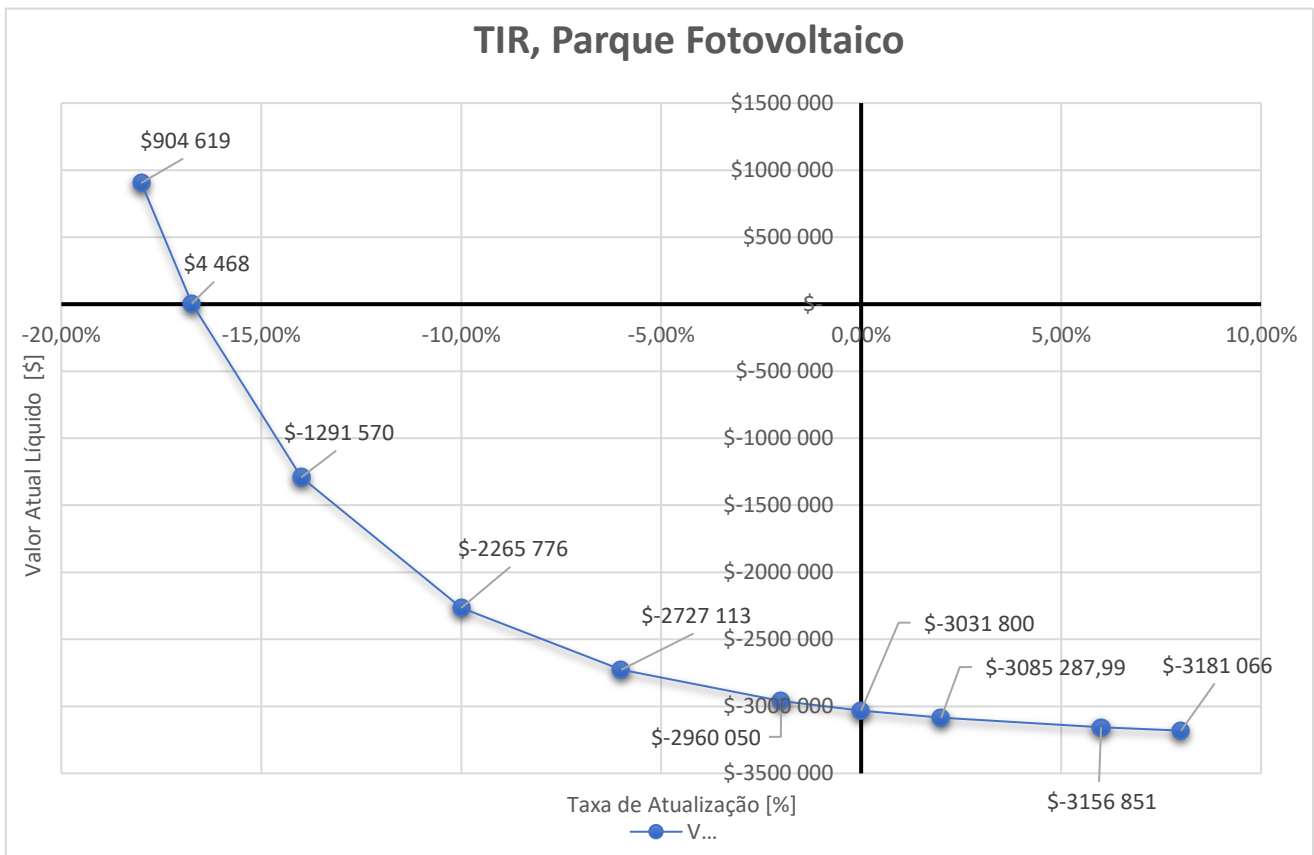


Figura 0-1 - Resultados da TIR

#### [4] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Fotovoltaico, 1MW)

Tabela 0-3 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção máxima

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [\$]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL [\$]
0	-3325000	0	-3325000	0,08	0	-3325000	-2880041,559
1	85820	-40500	45320	0,08	41962,96296	-3283037,037	
2	85820	-40500	45320	0,08	38854,59534	-3244182,442	
3	85820	-40500	45320	0,08	35976,47716	-3208205,965	
4	85820	-40500	45320	0,08	33311,55293	-3174894,412	
5	85820	-40500	45320	0,08	30844,03049	-3144050,381	
6	85820	-40500	45320	0,08	28559,28749	-3115491,094	
7	85820	-40500	45320	0,08	26443,78471	-3089047,309	
8	85820	-40500	45320	0,08	24484,98585	-3064562,323	
9	85820	-40500	45320	0,08	22671,28319	-3041891,04	
10	85820	-40500	45320	0,08	20991,92888	-3020899,111	
11	85820	-40500	45320	0,08	19436,97119	-3001462,14	
12	85820	-40500	45320	0,08	17997,19554	-2983464,944	
13	85820	-40500	45320	0,08	16664,06995	-2966800,874	
14	85820	-40500	45320	0,08	15429,69439	-2951371,18	
15	85820	-40500	45320	0,08	14286,75407	-2937084,426	
16	85820	-40500	45320	0,08	13228,47599	-2923855,95	
17	85820	-40500	45320	0,08	12248,58888	-2911607,361	
18	85820	-40500	45320	0,08	11341,286	-2900266,075	
19	85820	-40500	45320	0,08	10501,19074	-2889764,884	
20	85820	-40500	45320	0,08	9723,32476	-2880041,559	

## [5] Cálculo da TIR, produção máxima (Parque Fotovoltaico, 1MW)

Tabela 0-4 - Valores Calculados da TIR, para a produção máxima

Taxa de Atualização [%]	VAL [\$]
-12,00%	1 166 506
-10,00%	51
-10,00%	-50 511
-8,00%	-889 274
-4,00%	-1 894 666
0,00%	-2 418 600
4,00%	-2 709 086
8,00%	-2 880 042

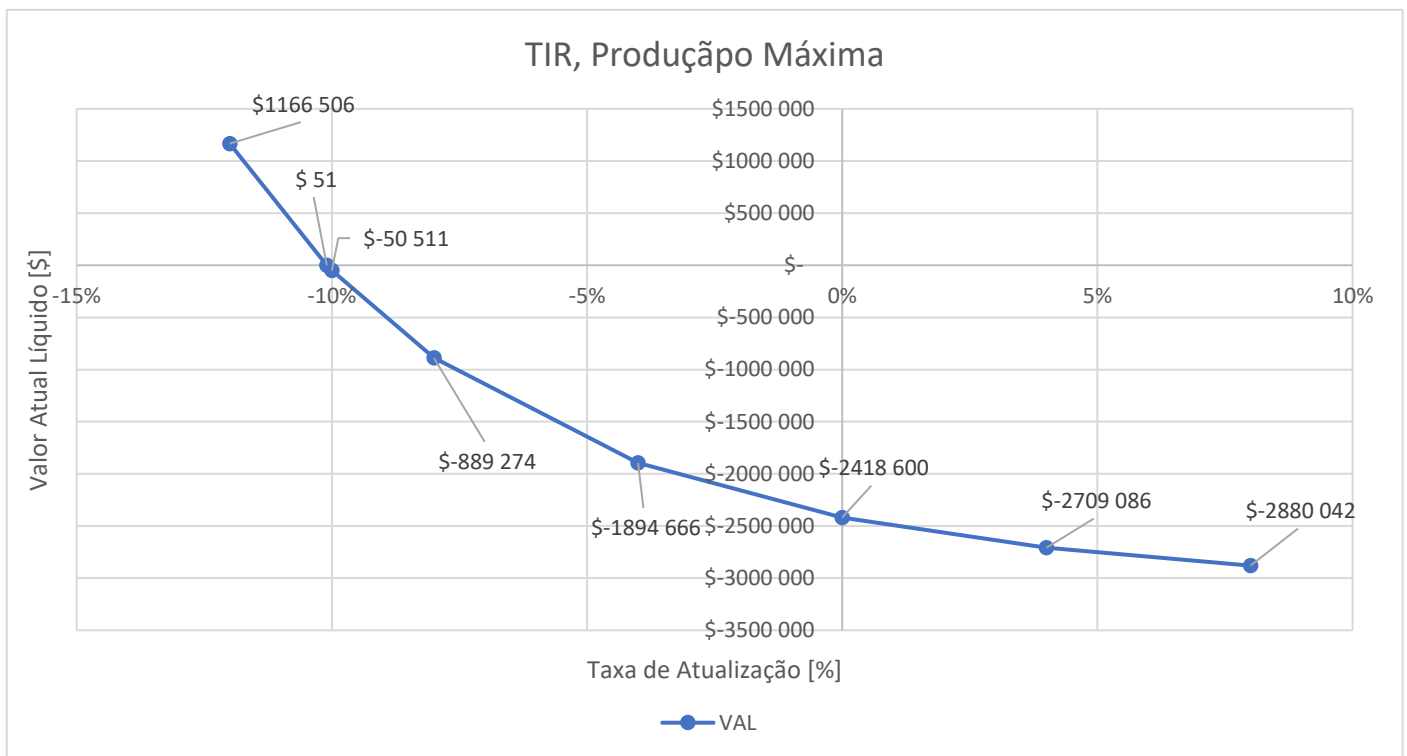


Figura 0-3 - Resultados da TIR

## [6] Cálculo do LCOH, Parque Fotovoltaico 1MW

Tabela 0-5 - Cálculo do LCOH para a produção máxima e produção mínima

Ano	Produção anual Max [kg/ano]	Produção anual Mín [kg/ano]	Taxa de Atualização [%]	CAPEX [\$]	OPEX [\$]	Numerador	Denominador Max	Denominador Min	LOCH Max [\$/kg]	LOCH Min [\$/kg]
0	24520	15760	0,08	3325000	40500	3365500,00	24520,00	15760,00	137,26	213,55
1	24520	15760	0,08	3325000	40500	3116203,70	22703,70	14592,59		
2	24520	15760	0,08	3325000	40500	2885373,80	21021,95	13511,66		
3	24520	15760	0,08	3325000	40500	2671642,41	19464,75	12510,80		
4	24520	15760	0,08	3325000	40500	2473742,97	18022,93	11584,07		
5	24520	15760	0,08	3325000	40500	2290502,75	16687,89	10725,99		
6	24520	15760	0,08	3325000	40500	2120835,88	15451,76	9931,47		
7	24520	15760	0,08	3325000	40500	1963736,93	14307,185	9195,81		
8	24520	15760	0,08	3325000	40500	1818274,93	13247,39	8514,64		
9	24520	15760	0,08	3325000	40500	1683587,89	12266,10	7883,92		
10	24520	15760	0,08	3325000	40500	1558877,68	11357,50	7299,93		
11	24520	15760	0,08	3325000	40500	1443405,26	10516,21	6759,19		
12	24520	15760	0,08	3325000	40500	1336486,36	9737,23	6258,51		
13	24520	15760	0,08	3325000	40500	1237487,37	9015,95	5794,92		
14	24520	15760	0,08	3325000	40500	1145821,64	8348,10	5365,67		
15	24520	15760	0,08	3325000	40500	1060945,96	7729,73	4968,21		
16	24520	15760	0,08	3325000	40500	982357,37	7157,15	4600,19		
17	24520	15760	0,08	3325000	40500	909590,16	6626,99	4259,44		
18	24520	15760	0,08	3325000	40500	842213,11	6136,11	3943,93		
19	24520	15760	0,08	3325000	40500	779826,95	5681,58	3651,78		
20	24520	15760	0,08	3325000	40500	722061,99	5260,72	3381,28		

## [7] Cálculos, Parque Fotovoltaico, 100MW

$$FC_{15\%} = 100 \text{ MW} \times 0,15 \times 8\,760 \text{ h/ano} \approx 130\,050 \text{ MWh/ano} \quad (0.27)$$

$$FC_{20\%} = 100 \text{ MW} \times 0,20 \times 8\,760 \text{ h/ano} \approx 173\,400 \text{ MWh/ano} \quad (0.28)$$

$$\text{Energia Disponível}_{60\%} = FC_{15\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 130\,050 \text{ MWh} \times 0,6 = 78\,030 \text{ MWh} \quad (0.29)$$

$$\text{Energia Disponível}_{60\%} = FC_{20\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 173\,400 \text{ MWh} \times 0,6 = 104\,040 \text{ MWh} \quad (0.30)$$

$$\text{Energia Disponível}_{70\%} = FC_{15\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 130\,050 \text{ MWh} \times 0,7 = 91\,035 \text{ MWh} \quad (0.31)$$

$$\text{Energia Disponível}_{70\%} = FC_{20\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 173\,400 \text{ MWh} \times 0,7 = 121\,080 \text{ MWh} \quad (0.32)$$

$$QHidrogénio_{FC15\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{78\,030 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 1\,560\,600 \text{ kg/ano} \quad (0.33)$$

$$QHidrogénio_{FC15\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{78\,030 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 1\,560\,600 \text{ kg/ano} \quad (0.34)$$

$$QHidrogénio_{FC15\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{91\,035 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 1\,820\,700 \text{ kg/ano} \quad (0.35)$$

$$QHidrogénio_{FC20\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{104\,040 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 2\,080\,800 \text{ kg/ano} \quad (0.36)$$

$$QHidrogénio_{FC20\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{121\,080 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 2\,427\,600 \text{ kg/ano} \quad (0.37)$$

$$\text{Custo anual}_{FC15\%} = 130\,050 \text{ MWh} \times 40 \$ = 5\,202\,000 \$/ano \quad (0.38)$$

$$\text{Custo anual}_{FC15\%} = 130\,050 \text{ MWh} \times 80 \$ = 10\,404\,000 \$/ano \quad (0.39)$$

$$Custo\ anual_{FC20\%} = 173\ 400\ MWh \times 40\ \$ = 6\ 936\ 000\ \$/ano \quad (0.40)$$

$$Custo\ anual_{FC20\%} = 173\ 400\ MWh \times 80\ \$ = 13\ 872\ 000\ \$/ano \quad (0.41)$$

$$Custo\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 78\ 030\ MWh \times 40\$ = 3\ 121\ 200\ \$ \quad (0.42)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 91\ 035\ MWh \times 80\$ = 7\ 282\ 800\$ \quad (0.43)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 104\ 040\ MWh \times 40\$ = 4\ 161\ 600\$ \quad (0.44)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 121\ 080\ MWh \times 80\$ = 9\ 710\ 400\$ \quad (0.45)$$

$$QÁgua_{15\%} = QHidrogénio_{FC15\%} \times 9\ L/kg = 1\ 560\ 600\ kg \times 9\ L/kg = 14\ 045\ 400\ L \quad (0.46)$$

$$QÁgua_{15\%} = QHidrogénio_{FC15\%} \times 9\ L/kg = 1\ 820\ 700\ kg \times 9\ L/kg = 16\ 386\ 300\ L \quad (0.47)$$

$$QÁgua_{20\%} = QHidrogénio_{FC20\%} \times 9\ L/kg = 2\ 080\ 800\ kg \times 9\ L/kg = 18\ 727\ 200\ L \quad (0.48)$$

$$QÁgua_{20\%} = QHidrogénio_{FC20\%} \times 9\ L/kg = 2\ 427\ 600\ kg \times 9\ L/kg = 21\ 848\ 400\ L \quad (0.49)$$

$$CÁgua_{15\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,01\ \$/L = 14\ 045\ 400\ L \times 0,01\ \$/L = 140\ 54\$ \quad (0.50)$$

$$CÁgua_{15\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,05\ \$/L = 16\ 386\ 300\ L \times 0,05\ \$/L = 819\ 315\$ \quad (0.51)$$

$$CÁgua_{20\%} = QÁgua_{20\%} \times 0,05\ \$/L = 18\ 727\ 200\ L \times 0,01\ \$/L = 187\ 272\$ \quad (0.52)$$

$$CÁgua_{20\%} = QÁgua_{20\%} \times 0,05\ \$/L = 21\ 848\ 400\ L \times 0,05\ \$/L = 1\ 092\ 420\$ \quad (0.53)$$

## [8] Cálculo do VAL, produção mínima (Parque Fotovoltaico, 100MW)

Tabela 0-6 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [%]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL Min[\$]
0	-332500000	0	-332500000	8	0,00	-332500000,00	-279269932,02
1	5462100	-40500	5421600	8	5020000,00	-327480000,00	
2	5462100	-40500	5421600	8	4648148,15	-322831851,85	
3	5462100	-40500	5421600	8	4303840,88	-318528010,97	
4	5462100	-40500	5421600	8	3985037,85	-314542973,12	
5	5462100	-40500	5421600	8	3689849,86	-310853123,26	
6	5462100	-40500	5421600	8	3416527,65	-307436595,61	
7	5462100	-40500	5421600	8	3163451,53	-304273144,09	
8	5462100	-40500	5421600	8	2929121,78	-301344022,30	
9	5462100	-40500	5421600	8	2712149,80	-298631872,50	
10	5462100	-40500	5421600	8	2511249,81	-296120622,69	
11	5462100	-40500	5421600	8	2325231,31	-293795391,38	
12	5462100	-40500	5421600	8	2152991,95	-291642399,42	
13	5462100	-40500	5421600	8	1993511,07	-289648888,36	
14	5462100	-40500	5421600	8	1845843,58	-287803044,77	
15	5462100	-40500	5421600	8	1709114,43	-286093930,35	
16	5462100	-40500	5421600	8	1582513,36	-284511416,99	
17	5462100	-40500	5421600	8	1465290,15	-283046126,84	
18	5462100	-40500	5421600	8	1356750,14	-281689376,70	
19	5462100	-40500	5421600	8	1256250,13	-280433126,58	
20	5462100	-40500	5421600	8	1163194,56	-279269932,02	

## [9] Cálculo da TIR, produção mínima (Parque Fotovoltaico, 100MW)

Tabela 0-7 - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima

Taxa de Atualização [%]	VAL [\$]
-10,00	59 224 877
-9,00	4 503 790
-8,91	52 758
-8,00	-41 115 809
-4,00	-161 390 105
0,00	-224 068 000
4,00	-258 818 687
8,00	-279 269 932

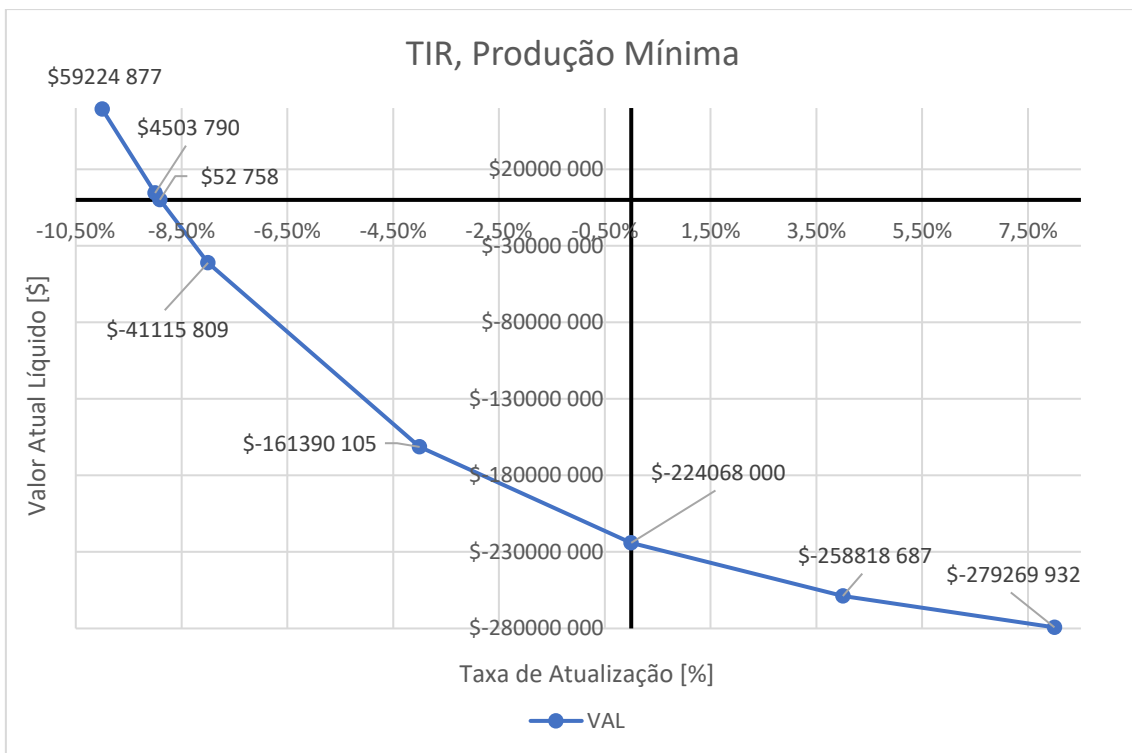


Figura 0-4 – Resultados da TIR

## [10] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Fotovoltaico, 100MW)

Tabela 0-8 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção máxima

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [\$]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL Max [\$]
0	-332500000	0	-332500000	8	0,00	-332500000,00	-249476763,71
1	8496600	-40500	8456100	8	7829722,22	-324670277,78	
2	8496600	-40500	8456100	8	7249742,80	-317420534,98	
3	8496600	-40500	8456100	8	6712724,81	-310707810,17	
4	8496600	-40500	8456100	8	6215485,94	-304492324,23	
5	8496600	-40500	8456100	8	5755079,57	-298737244,66	
6	8496600	-40500	8456100	8	5328777,38	-293408467,27	
7	8496600	-40500	8456100	8	4934053,13	-288474414,14	
8	8496600	-40500	8456100	8	4568567,71	-283905846,43	
9	8496600	-40500	8456100	8	4230155,29	-279675691,14	
10	8496600	-40500	8456100	8	3916810,45	-275758880,68	
11	8496600	-40500	8456100	8	3626676,35	-272132204,34	
12	8496600	-40500	8456100	8	3358033,65	-268774170,68	
13	8496600	-40500	8456100	8	3109290,42	-265664880,26	
14	8496600	-40500	8456100	8	2878972,61	-262785907,65	
15	8496600	-40500	8456100	8	2665715,38	-260120192,27	
16	8496600	-40500	8456100	8	2468254,98	-257651937,28	
17	8496600	-40500	8456100	8	2285421,28	-255366516,00	
18	8496600	-40500	8456100	8	2116130,82	-253250385,19	
19	8496600	-40500	8456100	8	1959380,38	-251291004,80	
20	8496600	-40500	8456100	8	1814241,10	-249476763,71	

# [11] Cálculo da TIR, produção mais elevada (Parque Fotovoltaico, 1MW)

Tabela 0-9 - Valores Calculados da TIR, para a produção máxima

Taxa de Atualização [%]	VAL [\$]
-8,00	121 973 561
-6,00	12 369 785
-5,73	260 315
-4,00	-65 618 935
0,00	-163 378 000
4,00	-217 578 841
6,00	-235 509 199
8,00	-249 476 764

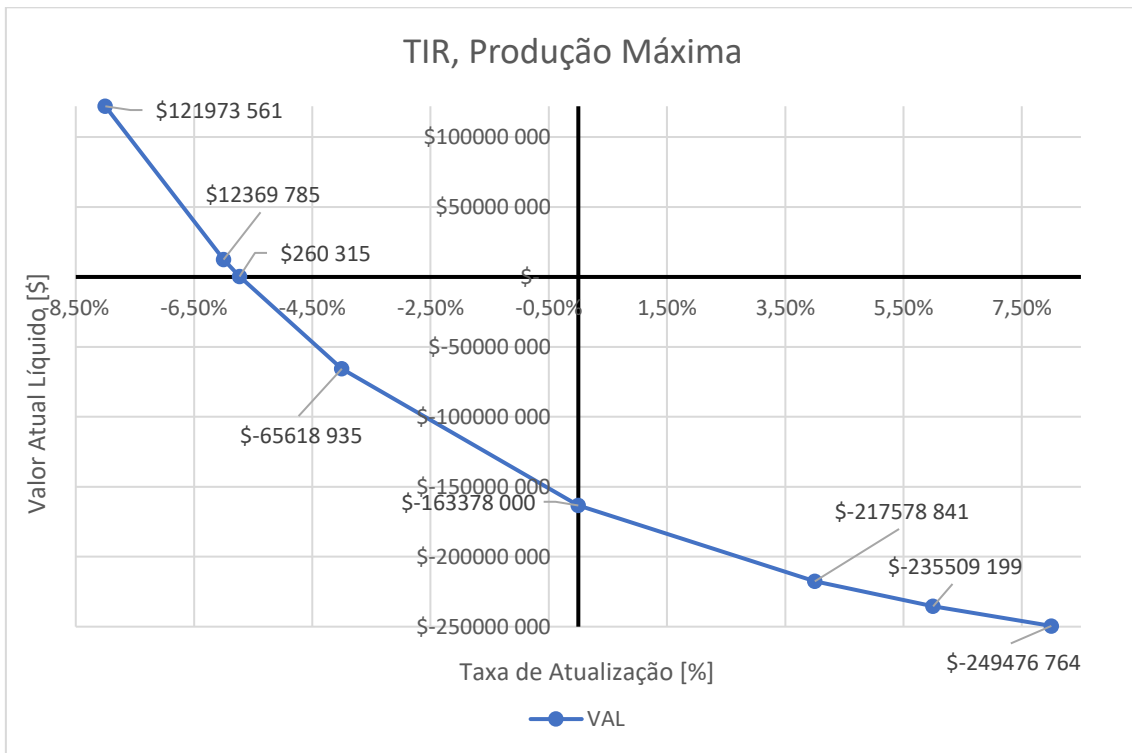


Figura 0-5 – Resultados da TIR

## [12] Cálculo do LCOH, Parque Fotovoltaico 100MW

Tabela 0-10 - Cálculo do LCOH para a produção mínima e produção máxima

Ano	Produção anual Max [kg/ano]	Produção anual Mín [kg/ano]	Taxa de Atualização [%]	CAPEX [\$]	OPEX [\$]	Numerador	Denominador Max	Denominador Min	LOCH Max [\$/kg]	LOCH Min [\$/kg]
0	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	332540500,00	1560600,00	2427600,00	136,98	213,09
1	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	307907870,37	1445000,00	2247777,78		
2	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	285099879,97	1337962,96	2081275,72		
3	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	263981370,34	1238854,60	1927107,15		
4	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	244427194,76	1147087,59	1784358,47		
5	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	226321476,63	1062118,14	1652183,77		
6	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	209556922,81	983442,72	1529799,79		
7	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	194034187,79	910595,11	1416481,28		
8	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	179661284,99	843143,62	1311556,74		
9	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	166353041,65	780688,54	1214404,39		
10	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	154030594,12	722859,76	1124448,51		
11	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	142620920,49	669314,59	1041156,03		
12	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	132056407,86	619735,73	964033,36		
13	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	122274451,72	573829,38	892623,48		
14	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	113217084,93	531323,50	826503,22		
15	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	104830634,19	491966,20	765280,76		
16	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	97065402,03	455524,26	708593,30		
17	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	89875372,25	421781,73	656104,91		
18	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	83217937,27	390538,63	607504,54		
19	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	77053645,62	361609,85	562504,21		
20	1560600,00	2427600,00	0,08	332500000,00	40500,00	71345968,16	334823,93	520837,23		

### [13] Caso de estudo Parque Eólico, 1MW

$$FC_{30\%} = 1 \text{ MW} \times 0,30 \times 8\,760 \text{ h/ano} \approx 2\,628 \text{ MWh/ano} \quad (0.54)$$

$$FC_{40\%} = 1 \text{ MW} \times 0,40 \times 8\,760 \text{ h/ano} \approx 3\,504 \text{ MWh/ano} \quad (0.55)$$

$$\text{Energia Disponível}_{60\%} = FC_{30\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 2\,628 \text{ MWh} \times 0,6 = 1\,577 \text{ MWh} \quad (0.56)$$

$$\text{Energia Disponível}_{60\%} = FC_{40\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 3\,504 \text{ MWh} \times 0,6 = 2\,102 \text{ MWh} \quad (0.57)$$

$$\text{Energia Disponível}_{70\%} = FC_{30\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 2\,628 \text{ MWh} \times 0,7 = 1\,839 \text{ MWh} \quad (0.58)$$

$$\text{Energia Disponível}_{70\%} = FC_{40\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 3\,504 \text{ MWh} \times 0,7 = 2\,453 \text{ MWh} \quad (0.59)$$

$$QHidrogénio_{FC30\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{1\,577 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 31\,540 \text{ kg/ano} \quad (0.60)$$

$$QHidrogénio_{FC30\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{1\,839 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 36\,780 \text{ kg/ano} \quad (0.61)$$

$$QHidrogénio_{FC40\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{2\,102 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 42\,040 \text{ kg/ano} \quad (0.62)$$

$$QHidrogénio_{FC40\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{2\,453 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 49\,060 \text{ kg/ano} \quad (0.63)$$

$$\text{Custo anual}_{FC30\%} = 2\,628 \text{ MWh} \times 30 \$ = 78\,840 \$/ano \quad (0.64)$$

$$\text{Custo anual}_{FC30\%} = 2\,628 \text{ MWh} \times 60 \$ = 157\,680 \$/ano \quad (0.65)$$

$$\text{Custo anual}_{FC40\%} = 3\,504 \text{ MWh} \times 30 \$ = 105\,120 \$/ano \quad (0.66)$$

$$Custo\ anual_{FC40\%} = 3\ 504\ MWh \times 60\ \$ = 210\ 240\ \$/ano \quad (0.67)$$

$$Custo\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 1\ 577\ MWh \times 30\$ = 47\ 310\$ \quad (0.68)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 1\ 839\ MWh \times 60\$ = 110\ 340\$ \quad (0.69)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 2\ 102\ MWh \times 30\$ = 63\ 060\$ \quad (0.70)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 2\ 453\ MWh \times 60\$ = 147\ 180\$ \quad (0.71)$$

$$QÁgua_{30\%} = QHidrogénio_{FC30\%} \times 9\ L/kg = 31\ 540\ kg \times 9\ L/kg = 283\ 860\ L \quad (0.72)$$

$$QÁgua_{30\%} = QHidrogénio_{FC30\%} \times 9\ L/kg = 36\ 780\ kg \times 9\ L/kg = 331\ 020\ L \quad (0.73)$$

$$QÁgua_{40\%} = QHidrogénio_{FC40\%} \times 9\ L/kg = 42\ 040\ kg \times 9\ L/kg = 378\ 360\ L \quad (0.74)$$

$$QÁgua_{40\%} = QHidrogénio_{FC40\%} \times 9\ L/kg = 49\ 060\ kg \times 9\ L/kg = 441\ 540\ L \quad (0.75)$$

$$CÁgua_{15\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,01\ \$/L = 283\ 860\ L \times 0,01\ \$/L = 2\ 838\$ \quad (0.76)$$

$$CÁgua_{15\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,05\ \$/L = 331\ 020\ L \times 0,05\ \$/L = 16\ 551\$ \quad (0.77)$$

$$CÁgua_{20\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,05\ \$/L = 378\ 360\ L \times 0,01\ \$/L = 3\ 784\$ \quad (0.78)$$

$$CÁgua_{20\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,05\ \$/L = 441\ 540\ L \times 0,05\ \$/L = 22\ 077\$ \quad (0.79)$$

## [14] Cálculo do VAL, produção mais baixa (Parque Eólico, 1MW)

Tabela 0-11 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [\$]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL [\$]
0	-3575000	0	-3575000	0,08	0	-3575000	-3350262,606
1	110390	-87500	22890	0,08	21194,44444	-3553805,556	
2	110390	-87500	22890	0,08	19624,4856	-3534181,07	
3	110390	-87500	22890	0,08	18170,82	-3516010,25	
4	110390	-87500	22890	0,08	16824,83333	-3499185,417	
5	110390	-87500	22890	0,08	15578,54938	-3483606,867	
6	110390	-87500	22890	0,08	14424,58276	-3469182,284	
7	110390	-87500	22890	0,08	13356,09515	-3455826,189	
8	110390	-87500	22890	0,08	12366,75477	-3443459,435	
9	110390	-87500	22890	0,08	11450,69886	-3432008,736	
10	110390	-87500	22890	0,08	10602,49894	-3421406,237	
11	110390	-87500	22890	0,08	9817,12865	-3411589,108	
12	110390	-87500	22890	0,08	9089,933935	-3402499,174	
13	110390	-87500	22890	0,08	8416,605496	-3394082,569	
14	110390	-87500	22890	0,08	7793,153237	-3386289,415	
15	110390	-87500	22890	0,08	7215,882627	-3379073,533	
16	110390	-87500	22890	0,08	6681,372802	-3372392,16	
17	110390	-87500	22890	0,08	6186,456299	-3366205,704	
18	110390	-87500	22890	0,08	5728,200276	-3360477,503	
19	110390	-87500	22890	0,08	5303,889145	-3355173,614	
20	110390	-87500	22890	0,08	4911,008467	-3350262,606	

# [15] Cálculo da TIR, produção mais baixa (Parque Eólico, 1MW)

Tabela 0-12 - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima

Taxa de atualização [%]	VAL [€]
8,00	-3 350 262,61
4,00	-3 263 917,43
0,00	-3 117 200,00
-4,00	-2 852 573,87
-8,00	-2 344 775,69
-12,00	-1 306 452,30
-14,00	-400 020,36
-14,68	739,88
-15,00	209 496,13

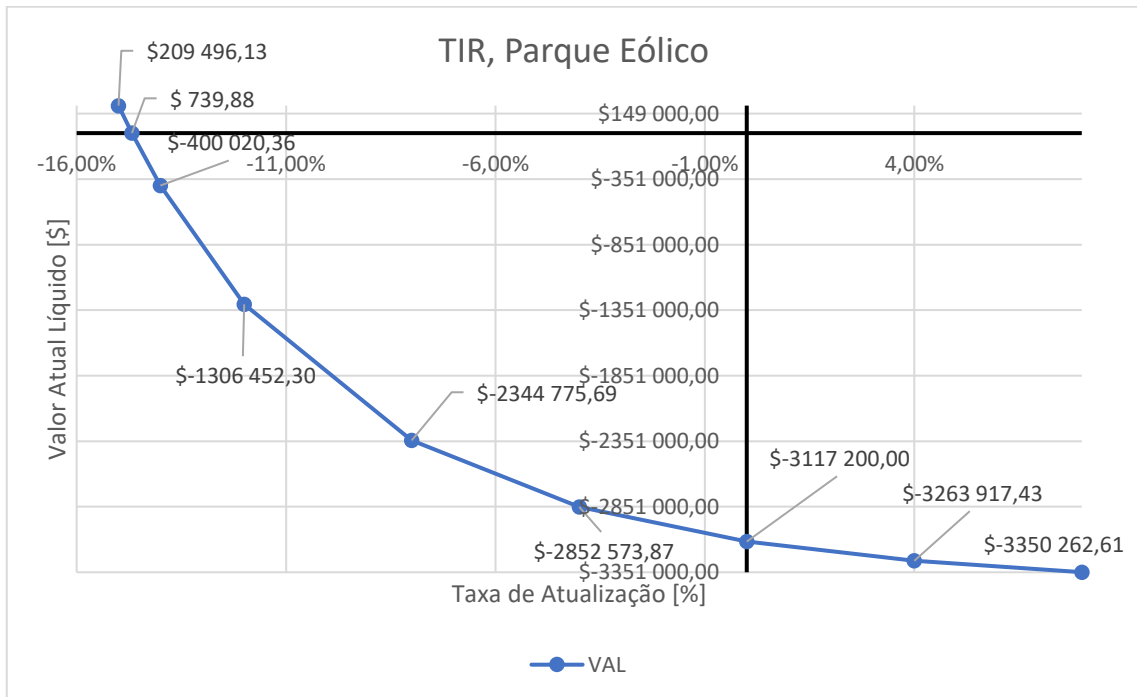


Figura 0-6 - Resultados da TIR

## [16] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Eólico, 1MW)

Tabela 0-13 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mais elevada

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [\$]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL [\$]
0	-3575000	0	-3575000	0,08	0	-3575000	-2748213,807
1	171710	-87500	84210	0,08	77972,22222	-3497027,778	
2	171710	-87500	84210	0,08	72196,50206	-3424831,276	
3	171710	-87500	84210	0,08	66848,61302	-3357982,663	
4	171710	-87500	84210	0,08	61896,8639	-3296085,799	
5	171710	-87500	84210	0,08	57311,91102	-3238773,888	
6	171710	-87500	84210	0,08	53066,58428	-3185707,303	
7	171710	-87500	84210	0,08	49135,72619	-3136571,577	
8	171710	-87500	84210	0,08	45496,04276	-3091075,535	
9	171710	-87500	84210	0,08	42125,96552	-3048949,569	
10	171710	-87500	84210	0,08	39005,52363	-3009944,045	
11	171710	-87500	84210	0,08	36116,22558	-2973827,82	
12	171710	-87500	84210	0,08	33440,94962	-2940386,87	
13	171710	-87500	84210	0,08	30963,84224	-2909423,028	
14	171710	-87500	84210	0,08	28670,22429	-2880752,804	
15	171710	-87500	84210	0,08	26546,50398	-2854206,3	
16	171710	-87500	84210	0,08	24580,09627	-2829626,203	
17	171710	-87500	84210	0,08	22759,3484	-2806866,855	
18	171710	-87500	84210	0,08	21073,47074	-2785793,384	
19	171710	-87500	84210	0,08	19512,47291	-2766280,911	
20	171710	-87500	84210	0,08	18067,10455	-2748213,807	

## [17] Cálculo da TIR, produção mais Elevada (Parque Eólico, 1MW)

Tabela 0-14 - Valores Calculados da TIR, para a produção elevada

Taxa de Atualização [%]	VAL [\$]
8,00	-2 748 214
4,00	-2 430 559
0,00	-1 890 800
-4,00	-917 267
-6,30	27
-8,00	950 871

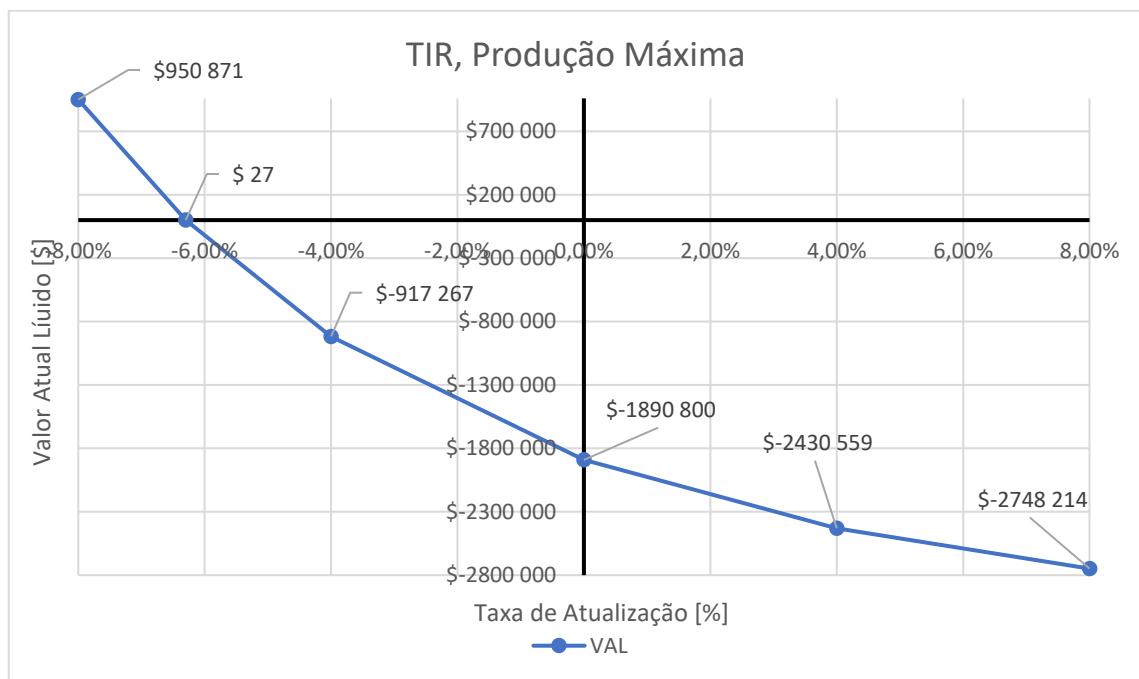


Figura 0-7 - Resultados da TIR

## [18] Cálculo do LCOH, Parque Eólico 1MW

Tabela 0-15 - Cálculo do LCOH para a produção máxima e produção mínima

Ano	Produção anual Max [kg/ano]	Produção anual Mín [kg/ano]	Taxa de Atualização [%]	CAPEX [\$]	OPEX [\$]	Numerador	Denominador Max	Denominador Min	LOCH Max [\$/kg]	LOCH Min [\$/kg]
0	49060	31540	8	3575000	87500	3662500,00	49060,00	31540,00	74,65	116,12
1	49060	31540	8	3575000	87500	3391203,70	45425,93	29203,70		
2	49060	31540	8	3575000	87500	3140003,43	42061,04	27040,47		
3	49060	31540	8	3575000	87500	2907410,58	38945,41	25037,47		
4	49060	31540	8	3575000	87500	2692046,84	36060,56	23182,84		
5	49060	31540	8	3575000	87500	2492635,96	33389,41	21465,59		
6	49060	31540	8	3575000	87500	2307996,26	30916,12	19875,55		
7	49060	31540	8	3575000	87500	2137033,57	28626,04	18403,29		
8	49060	31540	8	3575000	87500	1978734,79	26505,59	17040,08		
9	49060	31540	8	3575000	87500	1832161,84	24542,21	15777,85		
10	49060	31540	8	3575000	87500	1696446,15	22724,27	14609,12		
11	49060	31540	8	3575000	87500	1570783,47	21040,99	13526,97		
12	49060	31540	8	3575000	87500	1454429,14	19482,40	12524,97		
13	49060	31540	8	3575000	87500	1346693,65	18039,26	11597,19		
14	49060	31540	8	3575000	87500	1246938,56	16703,02	10738,14		
15	49060	31540	8	3575000	87500	1154572,74	15465,76	9942,72		
16	49060	31540	8	3575000	87500	1069048,84	14320,15	9206,23		
17	49060	31540	8	3575000	87500	989860,03	13259,39	8524,28		
18	49060	31540	8	3575000	87500	916537,07	12277,22	7892,85		
19	49060	31540	8	3575000	87500	848645,43	11367,79	7308,19		
20	49060	31540	8	3575000	87500	785782,81	10525,74	6766,85		

## [19] Caso de estudo Parque Eólico, 100MW

$$FC_{30\%} = 100 \text{ MW} \times 0,30 \times 8\,760 \text{ h/ano} \approx 260\,100 \text{ MWh/ano} \quad (0.80)$$

$$FC_{40\%} = 100 \text{ MW} \times 0,40 \times 8\,760 \text{ h/ano} \approx 346\,800 \text{ MWh/ano} \quad (0.81)$$

$$\text{Energia Disponível}_{60\%} = FC_{30\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 260\,100 \text{ MWh} \times 0,6 = 156\,060 \text{ MWh} \quad (0.82)$$

$$\text{Energia Disponível}_{60\%} = FC_{40\%} \times \text{Eficiência}_{60\%} = 346\,800 \text{ MWh} \times 0,6 = 208\,080 \text{ MWh} \quad (0.83)$$

$$\text{Energia Disponível}_{70\%} = FC_{30\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 260\,100 \text{ MWh} \times 0,7 = 182\,070 \text{ MWh} \quad (0.84)$$

$$\text{Energia Disponível}_{70\%} = FC_{40\%} \times \text{Eficiência}_{70\%} = 346\,800 \text{ MWh} \times 0,7 = 242\,760 \text{ MWh} \quad (0.85)$$

$$QHidrogénio_{FC30\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{156\,060 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 3\,121\,200 \text{ kg/ano} \quad (0.86)$$

$$QHidrogénio_{FC30\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{182\,070 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 3\,641\,400 \text{ kg/ano} \quad (0.87)$$

$$QHidrogénio_{FC40\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{208\,080 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 4\,161\,600 \text{ kg/ano} \quad (0.88)$$

$$QHidrogénio_{FC40\%} = \frac{\text{Energia Disponível}}{\text{Energia necessária}} = \frac{242\,760 \text{ MWh/ano}}{50 \text{ kWh/kg}} = 4\,855\,200 \text{ kg/ano} \quad (0.89)$$

$$\text{Custo anual}_{FC30\%} = 260\,100 \text{ MWh} \times 30 \$ = 7\,803\,000 \$/ano \quad (0.90)$$

$$\text{Custo anual}_{FC30\%} = 260\,100 \text{ MWh} \times 60 \$ = 15\,606\,000 \$/ano \quad (0.91)$$

$$\text{Custo anual}_{FC40\%} = 346\,800 \text{ MWh} \times 30 \$ = 10\,404\,000 \$/ano \quad (0.92)$$

$$Custo\ anual_{FC40\%} = 346\ 800\ MWh \times 60\ \$ = 20\ 808\ 000\ \$/ano \quad (0.93)$$

$$Custo\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 156\ 060\ MWh \times 30\$ = 4\ 681\ 800\ \$ \quad (0.94)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 182\ 070MWh \times 60\$ = 10\ 924\ 200\$ \quad (0.95)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 208\ 080\ MWh \times 30\$ = 6\ 242\ 400\ \$ \quad (0.96)$$

$$Custo\ de\ Energia = Energia\ Disponível \times Preço = 242\ 760\ MWh \times 60\$ = 14\ 565\ 600\ \$ \quad (0.97)$$

$$QÁgua_{30\%} = QHidrogénio_{FC30\%} \times 9\ L/kg = 3\ 121\ 200\ kg \times 9\ L/kg = 28\ 090\ 800\ L \quad (0.98)$$

$$QÁgua_{30\%} = QHidrogénio_{FC30\%} \times 9\ L/kg = 3\ 641\ 400\ kg \times 9\ L/kg = 32\ 772\ 600\ L \quad (0.99)$$

$$QÁgua_{40\%} = QHidrogénio_{FC40\%} \times 9\ L/kg = 4\ 161\ 600\ kg \times 9\ L/kg = 37\ 454\ 400\ L \quad (0.100)$$

$$QÁgua_{40\%} = QHidrogénio_{FC40\%} \times 9\ L/kg = 4\ 855\ 200\ kg \times 9\ L/kg = 43\ 696\ 800\ L \quad (0.101)$$

$$CÁgua_{15\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,01\ \$/L = 28\ 090\ 800\ L \times 0,01\ \$/L = 280\ 908\ \$ \quad (0.102)$$

$$CÁgua_{15\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,05\ \$/L = 32\ 772\ 600\ L \times 0,05\ \$/L = 1\ 638\ 630\ \$ \quad (0.103)$$

$$CÁgua_{20\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,05\ \$/L = 37\ 454\ 400\ L \times 0,01\ \$/L = 374\ 544\ \$ \quad (0.104)$$

$$CÁgua_{20\%} = QÁgua_{15\%} \times 0,05\ \$/L = 43\ 696\ 800\ L \times 0,05\ \$/L = 2\ 184\ 840\ \$ \quad (0.105)$$

## [20] Cálculo do VAL, produção mínima (Parque Eólico, 100MW)

Tabela 0-16- Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção mínima

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [\$]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL [\$]
<b>0,00</b>	-357500000,00	0,00	-357500000,00	8	0,00	-357500000,00	-251103681,99
<b>1,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	10033981,48	-347466018,52	
<b>2,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	9290723,59	-338175294,92	
<b>3,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	8602521,85	-329572773,08	
<b>4,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	7965298,01	-321607475,07	
<b>5,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	7375275,93	-314232199,14	
<b>6,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	6828959,20	-307403239,95	
<b>7,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	6323110,37	-301080129,58	
<b>8,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	5854731,82	-295225397,76	
<b>9,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	5421047,98	-289804349,78	
<b>10,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	5019488,87	-284784860,90	
<b>11,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	4647674,88	-280137186,02	
<b>12,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	4303402,67	-275833783,35	
<b>13,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	3984632,10	-271849151,25	
<b>14,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	3689474,17	-268159677,09	
<b>15,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	3416179,78	-264743497,30	
<b>16,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	3163129,43	-261580367,87	
<b>17,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	2928823,55	-258651544,33	
<b>18,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	2711873,65	-255939670,67	
<b>19,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	2510994,12	-253428676,55	
<b>20,00</b>	10924200,00	-87500,00	10836700,00	8	2324994,56	-251103681,99	

## [21] Cálculo da TIR, produção mínima (Parque Eólico, 100MW)

Tabela 0-17 - - Valores Calculados da TIR, para a produção mínima

Taxa de Atualização [%]	VAL [\$]
-6,00	84 459 106
-4,36	156 414
-4,00	-15 485 355
-2,00	-87 728 454
0,00	-140 766 000
4,00	-210 225 710
6,00	-233 203 905
8,00	-251 103 682

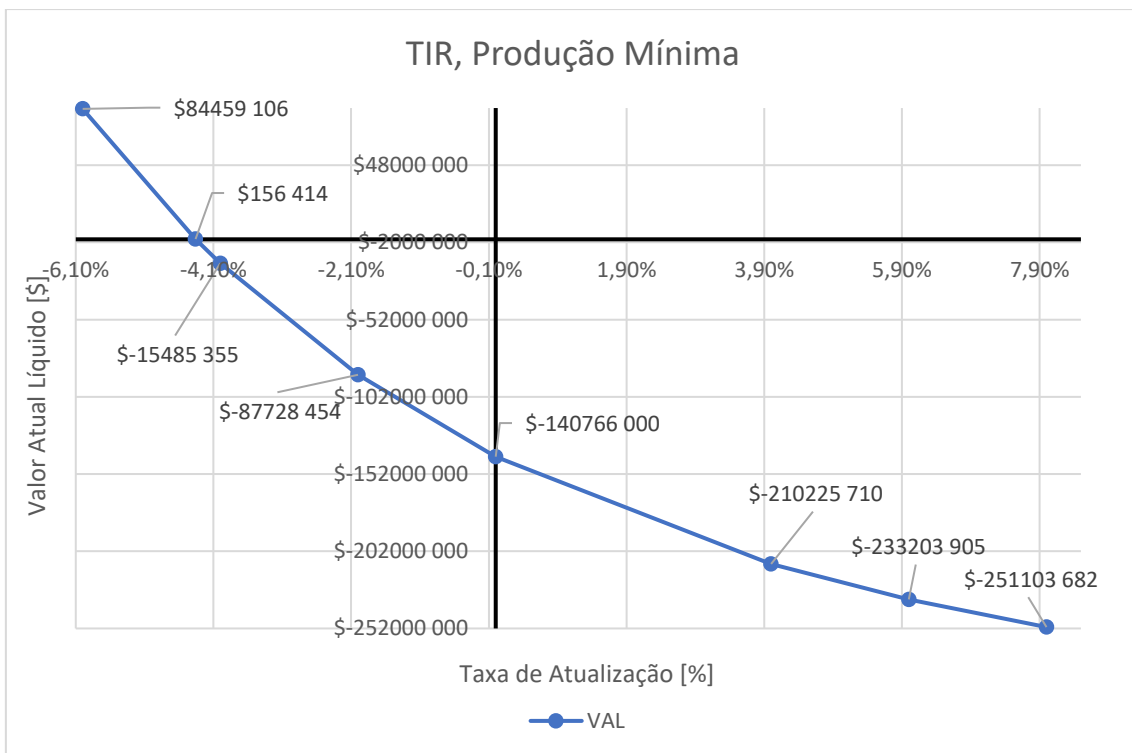


Figura 0-8 – Resultados da TIR

## [22] Cálculo do VAL, produção mais elevada (Parque Eólico, 100MW)

Tabela 0-18 - Tabela com os resultados para calcular o VAL para os valores de produção máxima

Ano	Fluxo Monetário [\$]	OPEX [\$]	Lucro Operacional [\$]	Taxa de Atualização [%]	Fluxo Monetário Atualizado [\$]	Fluxo Acumulado [\$]	VAL Max [\$]
<b>0,00</b>	-357500000,00	0,00	-357500000,00	0,08	0,00	-357500000,00	-191517345,37
<b>1,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	15653425,93	-341846574,07	
<b>2,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	14493912,89	-327352661,18	
<b>3,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	13420289,72	-313932371,46	
<b>4,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	12426194,18	-301506177,28	
<b>5,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	11505735,35	-290000441,93	
<b>6,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	10653458,66	-279346983,26	
<b>7,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	9864313,58	-269482669,69	
<b>8,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	9133623,68	-260349046,01	
<b>9,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	8457058,96	-251891987,05	
<b>10,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	7830610,15	-244061376,89	
<b>11,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	7250564,96	-236810811,94	
<b>12,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	6713486,07	-230097325,87	
<b>13,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	6216190,81	-223881135,06	
<b>14,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	5755732,23	-218125402,84	
<b>15,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	5329381,69	-212796021,15	
<b>16,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	4934612,68	-207861408,47	
<b>17,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	4569085,81	-203292322,66	
<b>18,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	4230635,01	-199061687,64	
<b>19,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	3917254,64	-195144433,00	
<b>20,00</b>	16993200,00	-87500,00	16905700,00	0,08	3627087,63	-191517345,37	

## [23] Cálculo da TIR, produção mais elevada (Parque Eólico, 100MW)

Tabela 0-19 – Valores Calculados da TIR, para a produção máxima

Taxa de Atualização [%]	VAL [\$]
-1,00	18 876 644
-0,53	184 228
0,00	-19 386 000
2,00	-81 067 573
4,00	-127 746 020
5,00	-146 817 611
6,00	-163 592 953
8,00	-191 517 345

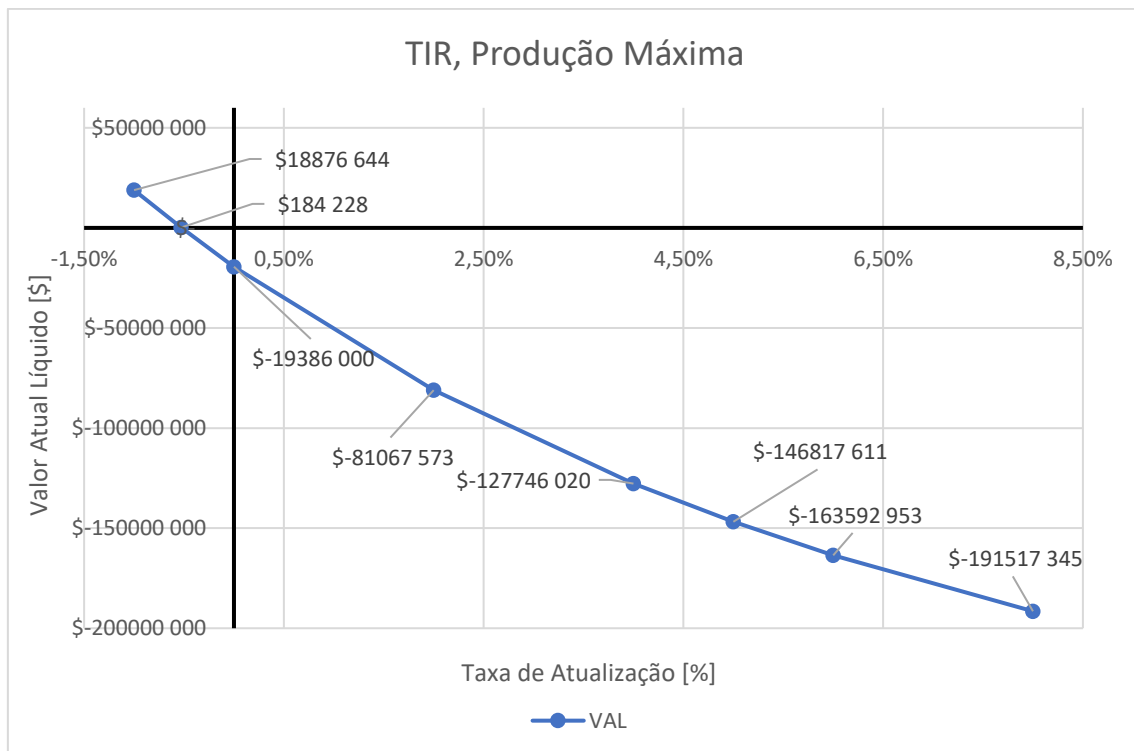


Figura 0-9 - Resultados da TIR

## [24] Cálculo do LCOH, Parque Eólico 100MW

Cálculo do LCOH para a produção máxima e produção mínima

Ano	Produção anual Max [kg/ano]	Produção anual Mín [kg/ano]	Taxa de Atualização [%]	CAPEX [\$]	OPEX [\$]	Numerador	Denominador Max	Denominador Min	LOCH Max [\$/kg]	LOCH Min [\$/kg]
0	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	357587500,00	3121200,00	4855200,00	114,57	73,65
1	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	331099537,04	2890000,00	4495555,56		
2	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	306573645,40	2675925,93	4162551,44		
3	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	283864486,49	2477709,19	3854214,30		
4	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	262837487,49	2294175,18	3568716,94		
5	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	243368043,97	2124236,27	3304367,54		
6	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	225340781,45	1966885,44	3059599,57		
7	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	208648871,72	1821190,22	2832962,57		
8	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	193193399,74	1686287,24	2623113,49		
9	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	178882777,53	1561377,08	2428808,79		
10	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	165632201,42	1445719,52	2248897,02		
11	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	153363149,46	1338629,18	2082312,06		
12	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	142002916,17	1239471,46	1928066,72		
13	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	131484181,64	1147658,76	1785246,96		
14	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	121744612,63	1062647,00	1653006,45		
15	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	112726493,17	983932,41	1530561,53		
16	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	104376382,57	911048,53	1417186,60		
17	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	96644798,67	843563,45	1312209,81		
18	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	89485924,70	781077,27	1215009,09		
19	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	82857337,68	723219,69	1125008,41		
20	3121200,00	4855200,00	8	357500000,00	87500,00	76719757,12	669647,86	1041674,46		