

# ISUL



## **Aplicação do *System Thinking* na adoção do hidrogénio em Portugal**

**MICHAEL DUARTE ALMEIDA MENESES**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

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

Orientador:

Doutor Vítor Manuel Rodrigues Anes

Júri:

Presidente:

Doutor António João Pina da Costa Feliciano Abreu

Vogais:

Doutora Márcia Lourenço Baptista

Doutor Vítor Manuel Rodrigues Anes

**Maio de 2025**



# **Aplicação do *System Thinking* na adoção do hidrogénio em Portugal**

**MICAEL DUARTE ALMEIDA MENESES**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

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

**Orientador:**

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

**Júri:**

**Presidente:**

Doutor António João Pina da Costa Feliciano Abreu  
Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Politécnico de Lisboa

**Vogais:**

Doutora Márcia Lourenço Baptista  
Information Management School, Universidade Nova de Lisboa  
Doutor Vítor Manuel Rodrigues Anes  
Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Politécnico de Lisboa

**Maio de 2025**



# Agradecimentos

A conclusão do mestrado em Engenharia e Gestão Industrial foi marcado por desafios, superações e momentos inesquecíveis, que não teriam sido possíveis sem o apoio de várias pessoas a quem desejo expressar o meu mais sincero agradecimento.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à minha família, que sempre me proporcionou o apoio necessário. A vossa compreensão e suporte foram cruciais durante toda esta caminhada. Os fins de semana que sacrifiquei ao não ir para casa foram cruciais para que eu me pudesse concentrar nos estudos e nas exigências do mestrado. Sem a vossa paciência e força, este objetivo não teria sido possível.

Aos amigos que fiz durante o curso, a quem considero uma verdadeira segunda família, agradeço por estarem sempre ao meu lado, partilhando não só os momentos de estudo, mas também os debates intensos que fortaleceram os laços entre nós. As horas passadas nas salas de estudo e os momentos de descontração fora do ambiente académico tornaram esta experiência muito mais rica e inesquecível.

Aos restantes amigos, que, de forma direta ou indireta, contribuíram para o meu sucesso pessoal e académico, o meu sincero obrigado. Mesmo que muitas vezes não pudéssemos estar juntos com frequência, souberam sempre dar-me o incentivo necessário e manter o meu espírito elevado ao longo deste percurso.

Um agradecimento especial ao meu orientador de tese, Professor Doutor Vítor Manuel Rodrigues Anes, pela sua orientação incansável. A sua ajuda foi fundamental para a realização deste trabalho, e os conhecimentos transmitidos durante a cadeira de Gestão de Sistemas Organizacionais (GSO) foram o mote que despertou o meu interesse por desenvolver uma dissertação neste âmbito.

Por fim, aos meus colegas de mestrado, que partilharam comigo esta jornada, quero expressar a minha gratidão. Juntos, enfrentámos os desafios e as exigências do curso, e o vosso espírito de ajuda e companheirismo foi essencial para tornar esta etapa mais leve e enriquecedora.

A todos, o meu mais sincero obrigado.



## Declaração de Integridade

Declaro que esta 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

*Michael Duarte Almeida Soares*

---

Lisboa, 20 de março de 2025



**“Penso que o custo da energia vai baixar quando fizermos esta transição para as energias renováveis.”**

Al Gore



# **Aplicação do *System Thinking* na adoção do hidrogénio em Portugal**

## **Resumo**

A crise climática, impulsionada pelo aumento de fenómenos extremos e pela necessidade de reduzir emissões, exige uma transição energética urgente. O Acordo de Paris e as metas europeias de neutralidade carbónica até 2050 destacam o hidrogénio verde como um vetor estratégico, sendo uma das principais apostas de Portugal para descarbonizar setores como a energia, os transportes e a indústria.

Esta dissertação aplica o pensamento sistémico para analisar a adoção do hidrogénio em Portugal, avaliando as interações entre políticas energéticas, infraestrutura e aceitação social. O estudo combina uma análise estática de custos ao longo da cadeia de valor com modelação sistémica para avaliar os impactos de políticas energéticas e critérios de viabilidade técnica, económica e social.

Os resultados indicam que estratégias de incentivo ao investimento na produção, aliadas a políticas de apoio à comercialização, podem tornar o hidrogénio competitivo face aos combustíveis convencionais. No entanto, desafios como custos iniciais elevados e a necessidade de infraestrutura adequada persistem, sendo a integração entre produção, distribuição e consumo determinante para o sucesso desta transição.

Conclui-se que a abordagem sistémica permite otimizar a transição energética em Portugal, promovendo uma coordenação eficaz entre políticas, investimentos e aceitação social. O estudo reforça o papel do hidrogénio na diversificação energética e neutralidade carbónica, sugerindo futuras investigações sobre a escalabilidade da infraestrutura e os impactos socioeconómicos da sua implementação.

Palavras-Chave: Hidrogénio, Pensamento Sistémico, Transição Energética, Sustentabilidade, Portugal



# **Application of *Systems Thinking* in the adoption of hydrogen in Portugal**

## **Abstract**

The climate crisis, driven by the increase in extreme weather events and the urgent need to reduce emissions, demands an immediate energy transition. The Paris Agreement and the European carbon neutrality targets for 2050 highlight green hydrogen as a strategic energy vector, making it one of Portugal's key investments for decarbonizing sectors such as energy, transport, and industry.

This dissertation applies system thinking to analyze the adoption of hydrogen in Portugal, assessing the interactions between energy policies, infrastructure, and social acceptance. The study combines a static cost analysis along the hydrogen value chain with system dynamics modeling to evaluate the impacts of energy policies and criteria of technical, economic, and social viability.

The results indicate that investment incentives in hydrogen production, combined with commercialization support policies, can make hydrogen competitive with conventional fuels. However, challenges such as high initial costs and the need for adequate infrastructure persist, making the integration of production, distribution, and consumption a key factor for the success of this transition.

It is concluded that the systemic approach optimizes the energy transition in Portugal by promoting effective coordination between policies, investments, and social acceptance. The study reinforces the role of hydrogen in energy diversification and carbon neutrality, suggesting future research on infrastructure scalability and the socioeconomic impacts of its implementation.

Keywords: Hydrogen, System Thinking, Energy Transition, Sustainability, Portugal



# Índice

<b>Agradecimentos</b> .....	<b>i</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>vii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>ix</b>
<b>Índice</b> .....	<b>xi</b>
<b>Índice de Figuras</b> .....	<b>xv</b>
<b>Índice de Gráficos</b> .....	<b>xvii</b>
<b>Índice de Tabelas</b> .....	<b>xix</b>
<b>Lista de Acrónimos e Siglas</b> .....	<b>xxi</b>
<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1 Enquadramento .....	1
1.2 Motivação e Pertinência.....	3
1.3 Objetivos da Investigação .....	4
1.4 Questões de Investigação.....	4
1.5 Estrutura da Dissertação.....	5
<b>2. Revisão de Literatura</b> .....	<b>7</b>
2.1 Transição Energética: Contexto e Importância .....	7
2.1.1 Quadro Regulatório Europeu.....	9
2.2 Transição Energética em Portugal .....	12
2.2.1 Quadro Regulatório nacional .....	15
2.2.1.1 Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 .....	15
2.2.1.2 Plano Nacional Energia e Clima 2030 .....	19
2.2.1.3 Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) .....	21
2.3 A importância da transição energética.....	22
2.4 O papel do hidrogénio na transição energética .....	25
2.5 Hidrogénio como vetor Energético .....	27
2.5.1 O elemento hidrogénio .....	28
2.6 Espectro do hidrogénio.....	28

2.6.1.1 Hidrogénio Cinzento.....	29
2.6.1.2 Hidrogénio Azul.....	29
2.6.1.3 Hidrogénio Verde .....	30
2.6.1.4 Hidrogénio Castanho/Preto.....	31
2.7 Cadeia de valor do hidrogénio .....	31
2.7.1 Tecnologias de Produção .....	32
2.7.1.1 Tecnologia de reforma a vapor .....	32
2.7.1.2 Tecnologia de oxidação parcial.....	33
2.7.1.3 Tecnologia de gaseificação.....	33
2.7.1.4 Tecnologia de eletrólise da água.....	35
2.7.1.4.1 Eletrólise de água alcalina.....	36
2.7.1.4.2 Eletrólise por membrana permutadora de prótons.....	37
2.7.1.4.3 Célula de eletrólise de óxidos sólidos de óxido sólido .....	38
2.7.1.4.4 Eletrólise por membrana permutadora de aniões .....	39
2.7.2 Produção atual .....	40
2.7.3 Custos de Produção .....	42
2.8 Armazenamento/Distribuição .....	46
2.8.1 Custos de armazenamento/distribuição.....	50
2.9 Consumo final.....	55
2.9.1 Produção de Eletricidade: Power-to-Power (P2P) .....	57
2.9.2 Soluções de Mobilidade: Power-to-Mobility (P2M).....	58
2.9.3 Produção de Calor: Power-to-Gas (P2G) .....	60
2.9.4 Aplicação na Indústria: Power-to Industry (P2I) .....	61
2.9.5 Síntese de Combustível Sintético: Power-to-SynFuel (P2Fuel) .....	62
2.9.6 Custo Final e Implicações ao Consumidor.....	63
2.10 Adoção do Hidrogénio: Desafios .....	64
2.10.1 Incerteza política e tecnológica.....	64
2.10.2 Custo elevado de produção e infraestrutura .....	64
2.10.3 Concorrência com outras tecnologias renováveis.....	64

2.10.4	Segurança .....	64
2.10.5	Regulamentos, normas e aceitação .....	65
2.11	Adoção do Hidrogénio: Estratégias de Mitigação .....	65
2.11.1	Mitigação da incerteza política e tecnológica .....	65
2.11.2	Redução dos custos de produção.....	65
2.11.3	Alinhamento com tecnologias renováveis .....	65
2.11.4	Garantias de segurança.....	66
2.11.5	Implementação de regulamentos e normas .....	66
2.12	System Thinking .....	66
2.12.1	System Thinking no Setor Energético.....	70
2.12.2	Resiliência e Segurança no uso do hidrogénio.....	72
2.12.3	Dinâmica de Sistemas na previsão da procura de hidrogénio .....	73
<b>3.</b>	<b>Caso de Estudo .....</b>	<b>77</b>
3.1	Justificação da Escolha do Caso de Estudo.....	78
3.2	Metodologia do Caso de Estudo .....	79
3.3	Análise preliminar do custo final do hidrogénio .....	79
3.3.1	Produção de hidrogénio <i>on-grid</i> .....	80
3.3.1.1	Resultados Obtidos para produção <i>on-grid</i> .....	83
3.3.2	Produção de hidrogénio <i>off-grid</i> - Solar .....	83
3.3.2.1	Resultados Obtidos para produção <i>off-grid</i> - Solar.....	85
3.3.3	Produção de hidrogénio <i>off-grid</i> - Eólico.....	86
3.3.3.1	Resultados Obtidos para produção <i>off-grid</i> - Eólico .....	86
3.3.4	Custos de Armazenamento e Distribuição .....	87
3.3.5	Custos para estações de abastecimento .....	88
3.3.6	Resultados obtidos ao longo da cadeia de valor.....	89
3.3.7	Estratégias e Aplicações .....	90
3.4	Modelação em Vensim.....	91
3.4.1	Descrição do Modelo.....	92
3.4.2	Variáveis e Relações Consideradas .....	94

3.4.3 Avaliação e Análise do Modelo Desenvolvido .....	100
3.4.4 Propostas de Alteração .....	110
3.4.5 Identificação de Limitações no Modelo .....	111
3.4.6 Propostas de Melhoria no Modelo .....	113
3.5 Questões de Investigação: Análise e Resultados.....	114
<b>4. Conclusões.....</b>	<b>119</b>
4.1 Resumo dos Resultados Principais.....	119
4.2 Contribuições para a Literatura e Prática .....	120
4.3 Limitações e Recomendações para Pesquisas Futuras .....	120
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>121</b>
<b>Apêndice A – Cálculo dos Custos do Hidrogénio .....</b>	<b>129</b>
A.1 Cálculos do custo do kw H2 <i>on-grid</i> PEM 1MW.....	129
A.2 Cálculos do custo do kw H2 <i>on-grid</i> PEM 100MW.....	129
A.3 Cálculos dimensionamento da bateria <i>off-grid</i> 1 MW.....	130
A.4 Cálculos dimensionamento da bateria <i>off-grid</i> 100 MW - Solar .....	130
A.5 Cálculos do custo do kw H2 <i>off-grid</i> PEM 1MW Solar .....	130
A.6 Cálculos do custo do kw H2 <i>off-grid</i> PEM 100MW Solar .....	131
A.7 Cálculos do custo do kw H2 <i>off-grid</i> PEM 1MW Eólico .....	131
A.8 Cálculos do custo do kw H2 <i>off-grid</i> PEM 100MW Eólico .....	132
A.9 Custo do hidrogénio ao longo da Value Chain.....	133
<b>Apêndice B – Modelos e Tabelas de Variáveis .....</b>	<b>134</b>
B.1 Modelo Global .....	134
B.2 Tabela de variáveis dinâmicas .....	136
B.3 Tabela de variáveis fixas .....	139
B.4 Modelo Global de relações dinâmicas .....	140
B.5 Tabela de resultados .....	142

# Índice de Figuras

Figura 2.1 - Consumo mundial de energia primária, em terawatt-hora. ....	7
Figura 2.2 - Índice do preço dos combustíveis fósseis.....	8
Figura 2.3 - Linhas gerais do Pacto Ecológico Europeu. ....	9
Figura 2.4 - Emissão de Gases com Efeito estufa na Europa, em toneladas.....	11
Figura 2.5 - Consumo de energia com baixas emissões de carbono.....	12
Figura 2.6 - Dependência energética em Portugal.....	13
Figura 2.7 - Consumo anual de energia primária, em toneladas equivalentes de petróleo. .....	14
Figura 2.8 - Projeção de emissões de CO <sub>2</sub> nacionais, em milhões de toneladas.....	16
Figura 2.9 - Evolução das emissões nacionais até 2050, em milhões de toneladas. ..	17
Figura 2.10 - Evolução do consumo de energia final, em petajoules. ....	18
Figura 2.11 – Objetivos GEE do PNEC2030, em milhões de toneladas de CO <sub>2</sub> . ....	19
Figura 2.12 - Potencial de produção elétrica para diferentes tecnologias. ....	23
Figura 2.13 - Evolução dos empregos em energias renováveis.....	23
Figura 2.14 - Crescimento anual dos empregos por setor. ....	24
Figura 2.15 - Políticas mundiais para o hidrogénio. ....	26
Figura 2.16 - Produção de hidrogénio através de combustíveis fósseis. ....	29
Figura 2.17 - Produção de hidrogénio com baixo teor de carbono.....	30
Figura 2.18 - Produção de hidrogénio verde.....	30
Figura 2.19 - Cadeia de valor do hidrogénio.....	31
Figura 2.20 - Tecnologia de eletrólise da água AWE.....	36
Figura 2.21 - Tecnologia de eletrólise da água PEM.....	37
Figura 2.22 - Tecnologia de eletrólise da água SOEC. ....	38
Figura 2.23 - Tecnologia de eletrólise da água AEM.....	39
Figura 2.24 - Produção mundial de hidrogénio, em milhões de toneladas. ....	40
Figura 2.25 – Produção de hidrogénio renovável, em milhões de toneladas. ....	41
Figura 2.26 - Capacidade mundial instalada de eletrolisadores, em gigawatt.....	41
Figura 2.27 - Custo nivelado de produção de hidrogénio por tecnologia. ....	42
Figura 2.28 - Evolução do custo de um eletrolisador. ....	43
Figura 2.29 - Custo dos painéis solares fotovoltaicos. ....	43
Figura 2.30 - Custo nivelado da produção de hidrogénio por energia renovável. ....	44
Figura 2.31 - Custo nivelado da energia por tecnologia.....	45
Figura 2.32 - Cavernas de sal na Europa. ....	46
Figura 2.33 - Projetos anunciados de armazenamento geológico, em terawatt-hora..	47

Figura 2.34 - Gasodutos preparados para transportar hidrogénio. ....	48
Figura 2.35 - Gasodutos preparados para transportar hidrogénio. ....	49
Figura 2.36 - Infraestrutura portuária para comércio/armazenamento de hidrogénio..	50
Figura 2.37 - Custo de armazenamento de hidrogénio em cavernas de sal. ....	51
Figura 2.38 - Custo de armazenamento de hidrogénio em tanques à superfície. ....	52
Figura 2.39 - Custo de transporte de hidrogénio em pipeline.....	53
Figura 2.40 - Comparação de custos de reconversão do amoníaco.....	54
Figura 2.41 - Custo de transporte de hidrogénio em camiões.....	55
Figura 2.42 - Políticas prioritárias para implementação do hidrogénio.....	56
Figura 2.43 - Esquema genérico da cadeia de valor P2P.....	57
Figura 2.44 - Esquema genérico da cadeia de valor P2M. ....	58
Figura 2.45 - Utilização de hidrogénio nos transportes. ....	58
Figura 2.46 - Postos de abastecimento de hidrogénio.....	59
Figura 2.47 - Esquema genérico da cadeia de valor P2G.....	60
Figura 2.48 - Utilização de hidrogénio na indústria. ....	61
Figura 2.49 - Esquema genérico da cadeia de valor P2I. ....	62
Figura 2.50 - Esquema genérico da cadeia de valor P2Fuel. ....	62
Figura 2.51 - Custo final do hidrogénio.....	63
Figura 2.52 - Perspetiva holística vs perspetiva reducionista.....	67
Figura 2.53 - Fronteiras de um sistema energético.....	68
Figura 2.54 - Diagrama de loop causal.....	68
Figura 2.55 - Modelo Integrado do Pensamento Sistémico. ....	69
Figura 2.56 - Alterações ao sistema energético.....	71
Figura 2.57 - Modelo de 4 cantos do hidrogénio.....	73
Figura 2.58 - Diagrama de loops causais no hidrogénio. ....	74
Figura 2.59 - Relação hidrogénio vs óxido de nitrogénio. ....	75
Figura 3.1 - Benefícios nos custos dos eletrolisadores em economias de escala. ....	82
Figura 3.2 – Modelo Dinâmica de Sistemas. ....	93
Figura 3.3 - Diagrama de relação entre procura e custo final do hidrogénio. ....	96
Figura 3.4 - Diagrama de relação entre produção e custos de produção.....	97
Figura 3.5 - Diagrama de relação entre tecnologias renováveis e produção de energia sem acesso à rede. ....	98
Figura 3.6 - Diagrama de relação entre produção, distribuição e custo final.....	99

# Índice de Gráficos

Gráfico 3.1 - Procura de hidrogénio ao longo da simulação. ....	100
Gráfico 3.2 - Evolução da capacidade instalada de eletrolisadores. ....	101
Gráfico 3.3 - Evolução da capacidade de renováveis ao longo dos anos. ....	102
Gráfico 3.4 - Evolução da capacidade de armazenamento em baterias. ....	103
Gráfico 3.5 - Produção anual de hidrogénio ao longo dos anos.....	104
Gráfico 3.6 - Custos de produção ao longo dos anos. ....	105
Gráfico 3.7 - Quantidade de hidrogénio armazenado ao longo dos anos. ....	106
Gráfico 3.8 - Hidrogénio Distribuído ao longo dos anos.....	107
Gráfico 3.9 - Lucros obtidos com venda de oxigénio como subproduto. ....	108
Gráfico 3.10 - Venda de Garantias de Origem Renovável. ....	108
Gráfico 3.11 - Custo Final do Hidrogénio. ....	109



# Índice de Tabelas

Tabela 3.1 - Custos de acesso à rede elétrica. ....	81
Tabela 3.2 - Dados relativos à produção on-grid.....	83
Tabela 3.3 - Dados relativos à produção off-grid - Solar. ....	85
Tabela 3.4 - Dados relativos à produção off-grid - Eólico.....	86
Tabela 3.5 - Dados LCOH relativos ao armazenamento de H <sub>2</sub> . ....	87
Tabela 3.6 - Dados LCOH relativos à distribuição de H <sub>2</sub> . ....	87
Tabela 3.7 - Dados LCOH relativos ao transporte por navio. ....	88
Tabela 3.8 - Custos de abastecimento de hidrogénio. ....	88
Tabela 3.9 - Resultados ao longo da cadeia de valor.....	89
Tabela 3.10 - Principais variáveis consideradas. ....	95



# Lista de Acrónimos e Siglas

<b>AEM</b>	Anion Exchange Membrane (Membrana de Troca de Aniões)
<b>AFIR</b>	Alternative Fuels Infrastructure Regulation (Regulamento de Infraestruturas de Combustíveis Alternativos)
<b>AWE</b>	Alkaline Water Electrolysis (Eletrólise Alcalina da Água)
<b>BoP</b>	Balance of Plant (Equilíbrio da Instalação)
<b>BoS</b>	Balance of System (Equilíbrio do Sistema)
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure (Despesas de Capital)
<b>CBAM</b>	Carbon Border Adjustment Mechanism (Mecanismo de Ajuste Fronteiriço de Carbono)
<b>CCS</b>	Carbon Capture and Storage (Captura e Armazenamento de Carbono)
<b>CCUS</b>	Carbon Capture, Utilization, and Storage (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono)
<b>CEP</b>	Consumo de Energia Primária
<b>CQNUAC</b>	Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas
<b>DGEG</b>	Direção-Geral de Energia e Geologia
<b>DRI</b>	Direct Reduced Iron (Ferro Reduzido Diretamente)
<b>EAF</b>	Electric Arc Furnace (Forno a Arco Elétrico)
<b>EIA</b>	Energy Information Administration (Administração de Informação de Energia)
<b>EN-H2</b>	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
<b>EPC</b>	Engineering, Procurement and Construction (Engenharia, Aquisição e Construção)
<b>ETS</b>	Emission Trading System (Sistema de Comércio de Licenças de Emissão)
<b>EU</b>	European Union (União Europeia)
<b>FCH JF</b>	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
<b>FER</b>	Fontes de Energia Renovável
<b>GEE</b>	Gases com Efeito de Estufa
<b>GOR</b>	Garantia de Origem Renovável
<b>GSO</b>	Gestão de Sistemas Organizacionais
<b>HER</b>	Hydrogen Evolution Reaction (Reação de Evolução de Hidrogénio)

- IEA** International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
- ILO** International Labour Organization (Organização Internacional do Trabalho)
- IRENA** International Renewable Energy Agency (Agência Internacional de Energias Renováveis)
- LOHC** Liquid Organic Hydrogen Carriers (Transportadores Orgânicos Líquidos de Hidrogénio)
- IPHE** International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (Parceria Internacional para Hidrogénio e Células de Combustível na Economia)
- MSR** Market Stability Reserve (Reserva de Estabilidade do Mercado)
- NZE** Net Zero Emissions (Emissões Líquidas Zero)
- OER** Oxygen Evolution Reaction (Reação de Evolução de Oxigénio)
- OMIP** Operador do Mercado Ibérico
- OPEX** Operational Expenditure (Despesas Operacionais)
- PEM** Proton Exchange Membrane (Membrana de Troca de Protões)
- PNEC** Plano Nacional de Energia e Clima
- P2G** Power-to-Gas (Produção de Gás a partir de eletricidade)
- P2I** Power-to-Industry (Produção para a Indústria a partir de eletricidade)
- P2Me** Power-to-Methane (Produção de Metano a partir de eletricidade)
- P2P** Power-to-Power (Produção e Armazenamento de Energia para posterior uso)
- P2Fuel** Power-to-SynFuel (Produção de Combustíveis Sintéticos a partir de eletricidade)
- RED II** Renewable Energy Directive II (Diretiva das Energias Renováveis)
- RNC** Roteiro para a Neutralidade Carbónica
- SOEC** Solid Oxide Electrolysis Cell (Célula de Eletrólise de Óxido Sólido)
- USD** United States Dollar (Dólar dos Estados Unidos)
- ZILS** Zona Industrial e Logística de Sines

# 1. Introdução

## 1.1 Enquadramento

As alterações climáticas configuram-se como o desafio mais urgente e complexo do nosso tempo, colocando em risco ecossistemas, economias e a própria qualidade de vida das futuras gerações. A necessidade de soluções inovadoras e transformadoras para os sistemas energéticos nunca foi tão crítica. Num cenário onde os compromissos globais para alcançar emissões líquidas nulas até 2050 tornam-se cada vez mais ambiciosos, a exploração de novas formas de produção, armazenamento e utilização de energia surge como uma prioridade inadiável. A transição energética exige não apenas a substituição de combustíveis fósseis, mas também o desenvolvimento de tecnologias que possam garantir a sustentabilidade ambiental, a segurança energética e o crescimento económico. É neste contexto que emerge a urgência de integrar vetores energéticos disruptivos que possam reconfigurar os sistemas energéticos atuais e impulsionar um futuro descarbonizado.

O hidrogénio está a atrair um interesse sem precedentes a nível internacional e em vários setores. A redução dos custos das tecnologias, o aumento do compromisso na luta contra as alterações climáticas e a poluição atmosférica têm contribuído para uma melhor compreensão do potencial do hidrogénio como um complemento flexível para a eletricidade (IEA, 2019). O crescente número de países que estabelecem metas ambiciosas para reduzir as emissões de gases com efeito estufa tem levado a um incremento no interesse em utilizar hidrogénio com baixo teor de carbono em diversos setores. A atenção cada vez maior dada à redução das emissões para valores próximos de zero até 2050 tem destacado o desafio de lidar com fontes de emissões difíceis de reduzir. O progresso tecnológico nesses setores enfrenta obstáculos significativos, como os custos elevados das soluções de baixo carbono, as exigências de novas

infraestruturas, as dificuldades em adaptar cadeias de abastecimento já estabelecidas e os hábitos profundamente enraizados (IRENA, 2019b).

A diminuição dos custos das energias renováveis é uma das forças que impulsionam o potencial do hidrogénio. À medida que os custos de produção da energia solar e eólica continuam a diminuir, prevê-se que estas fontes renováveis ocupem uma fatia cada vez maior no mix de energia primária no futuro (IRENA, 2019a). A superação de desafios é crucial para desencadear um ciclo de crescimento para o hidrogénio, semelhante ao que beneficiaram outras tecnologias de energia limpa (IRENA, 2020a). Esses desafios incluem o apoio político e consequentes alterações regulatórias que incentivam o investimento público e/ou privado em soluções, e dependência mútua entre clientes, investidores e fornecedores, que proporcionem estabilidade a longo prazo (IEA, 2019). Embora sejam necessários compromissos financeiros, sociais e políticos significativos para efetuar cortes profundos nas emissões, há um sentimento crescente de urgência por parte dos governos e das empresas em relação à necessidade de começar a desenvolver soluções adequadas (IEA, 2021). O hidrogénio perfila-se como uma prioridade para concretizar os objetivos do Pacto Ecológico Europeu, uma vez que tem um forte potencial para colmatar algumas destas lacunas, enquanto vetor de armazenamento e transporte de energia de fontes renováveis (European Commission, 2020).

Existem razões que sustentam esta visão positiva, como uma maior atenção às profundas reduções de emissões que o hidrogénio pode ajudar a obter, o benefício das experiências positivas de desenvolvimento de tecnologias energéticas renováveis, como o apoio à segurança energética, constituindo uma forma adicional de os países armazenarem reservas de energia de forma estratégica num mundo altamente eletrificado e com baixas emissões de carbono (IEA, 2019).

Em Portugal, o hidrogénio apresenta uma oportunidade única para impulsionar a transição energética e fortalecer a competitividade económica. A adoção em grande escala do hidrogénio depende de uma multitude de fatores que incluem os quadros regulatórios, as infraestruturas existentes, os custos de oportunidade, a viabilidade económica, a aceitação social e a disponibilidade tecnológica. Estes fatores são fundamentais para entender as interações e interdependências que moldam a adoção do hidrogénio, bem como de outras tecnologias emergentes. Esta diversidade oferece uma margem significativa para o país desenvolver liderança a nível global, enquanto fomenta competências técnicas especializadas e cria oportunidades de emprego verde. Além disso, o potencial para inovação e crescimento é especialmente relevante quando

se aproveitam as infraestruturas e conhecimentos já estabelecidos. (IRENA & ILO, 2023).

Neste contexto, a dinâmica de sistemas surge como uma ferramenta poderosa, permitindo modelar e simular os diversos fatores que influenciam esta transição. Como apontado por Jay Forrester, “*os problemas do mundo não resultam de ações individuais isoladas, mas da complexa interação entre ações no interior de sistemas*” (Forrester, 1961). Aplicando essa lógica à transição energética, é possível captar as interações e *feedbacks* entre políticas, tecnologias, infraestrutura e aceitação social, permitindo uma visão holística e detalhada dos impactos da adoção do hidrogénio.

Assim, esta dissertação propõe-se a explorar a aplicação da dinâmica de sistemas na análise da adoção do hidrogénio em Portugal. Apesar dos estudos atuais avaliarem, frequentemente, o custo do hidrogénio, estas análises são, em grande parte, estáticas, ignorando as interações dinâmicas e os impactos cumulativos ao longo das diferentes fases da cadeia de valor. Esta limitação restringe a compreensão sobre como as interdependências entre fatores, como políticas públicas, custos de infraestrutura e aceitação social, podem influenciar mutuamente e acelerar a adoção do hidrogénio.

Este estudo procura preencher essa lacuna, propondo uma análise sistémica que capture as dinâmicas entre as diferentes fases da transição energética. O objetivo é demonstrar que a compreensão destas interações pode não só identificar barreiras, mas também revelar oportunidades para aumentar a atratividade do hidrogénio, promovendo a sua aceitação social e, conseqüentemente, acelerando o seu papel na economia portuguesa.

## **1.2 Motivação e Pertinência**

A motivação para este estudo decorre da necessidade urgente de analisar a adoção do hidrogénio em Portugal, um país que enfrenta desafios estruturais significativos no setor energético. A elevada dependência de importações de combustíveis fósseis afeta não apenas a segurança energética nacional, mas também a balança comercial, tornando a diversificação da matriz energética uma prioridade estratégica. Paralelamente, a intermitência das fontes renováveis, como a energia solar e eólica, exige soluções complementares que garantam a estabilidade do sistema energético. O hidrogénio apresenta-se como uma solução multifacetada para enfrentar estes desafios. Enquanto vetor energético, oferece uma alternativa sustentável para reduzir a dependência de combustíveis fósseis, enquanto possibilita o armazenamento de energia renovável,

superando as limitações da sua variabilidade. Contudo, a adoção do hidrogénio depende de fatores cruciais, como a redução do custo final ao consumidor e a sua competitividade face aos combustíveis fósseis.

Neste contexto, o Pensamento Sistémico surge como uma abordagem essencial para explorar as interações entre políticas públicas, infraestrutura e aceitação social, permitindo identificar os efeitos em cadeia ao longo da cadeia de valor do hidrogénio.

### **1.3 Objetivos da Investigação**

O objetivo desta investigação é analisar a adoção do hidrogénio em Portugal como vetor energético, focando-se no custo real imputado ao consumidor final e na forma como este afeta a aceitação social e a competitividade do hidrogénio face aos combustíveis fósseis. Especificamente, este estudo pretende:

- Identificar os desafios e oportunidades associados à implementação do hidrogénio no contexto português;
- Avaliar o custo do hidrogénio ao longo das diferentes fases da cadeia de valor (produção, transporte, armazenamento), considerando cenários *on-grid* e *off-grid* (parques solares ou eólicos dedicados);
- Simular o impacto de políticas públicas, como subsídios e incentivos fiscais, na redução do custo final ao consumidor;
- Explorar como a redução do custo final pode aumentar a atratividade do hidrogénio, promovendo a aceitação social e a adoção em larga escala.

### **1.4 Questões de Investigação**

Para compreender a adoção do hidrogénio em Portugal através da aplicação do Pensamento Sistémico, esta dissertação centra-se nas seguintes questões principais:

**Qual é o custo do hidrogénio ao longo da cadeia de valor em Portugal, considerando cenários *on-grid* e *off-grid*?**

Explora como os custos de produção, transporte e armazenamento variam entre diferentes configurações energéticas.

**Como é que políticas públicas, como subsídios e incentivos fiscais, influenciam a redução do custo do hidrogénio ao consumidor final?**

Analisa o impacto de medidas de apoio no contexto português e como estas podem tornar o hidrogénio competitivo.

**De que forma a valorização de subprodutos, como Garantias de Origem Renovável e oxigénio, contribui para reduzir o custo final e aumentar a competitividade do hidrogénio?**

Avalia como os subprodutos podem ser utilizados para alavancar a sustentabilidade económica do hidrogénio.

**De que forma o Pensamento Sistémico e o modelo em Vensim podem ajudar a mapear as interações e dinâmicas entre políticas públicas, custos e aceitação social ao longo da cadeia de valor do hidrogénio?**

Explora como esta abordagem pode prever desafios, identificar oportunidades e contribuir para estratégias mais eficazes.

## **1.5 Estrutura da Dissertação**

A presente dissertação está estruturada em quatro capítulos principais, organizados de forma a proporcionar uma análise detalhada e abrangente sobre a aplicação do Pensamento Sistémico na adoção do hidrogénio em Portugal.

O primeiro capítulo, Introdução, apresenta o enquadramento do tema, destacando a relevância do hidrogénio no contexto da transição energética. Define ainda os objetivos da investigação e as questões que orientam o estudo.

O segundo capítulo, Revisão de Literatura, explora os conceitos fundamentais da transição energética, enfatizando o papel do hidrogénio como vetor energético. Além disso, analisa a sua cadeia de valor, os custos associados, o enquadramento regulatório e os desafios para a sua adoção.

O terceiro capítulo, Caso de Estudo, foca-se na adoção do hidrogénio em Portugal, analisando os custos ao longo da cadeia de valor. Recorre ainda a um modelo desenvolvido em Vensim para simular o impacto de políticas públicas e estratégias de mitigação.

Por fim, o quarto capítulo, Conclusões, sintetiza os principais resultados do estudo, avaliando em que medida os objetivos foram alcançados e propondo recomendações práticas e académicas para futuras investigações.



## 2. Revisão de Literatura

### 2.1 Transição Energética: Contexto e Importância

O consumo energético global tem aumentado de forma exponencial ao longo das últimas décadas (Figura 2.1). De acordo com a Our World in Data, este crescimento, embora tenha abrandado ligeiramente, regista um aumento médio anual de 1% a 2%, com exceções ocasionais como durante crises económicas (Ritchie et al., 2020).

Este crescimento é impulsionado principalmente por fatores como o aumento da população, a expansão das atividades industriais e pelo desenvolvimento económico, particularmente em países da Ásia e África, onde o rápido progresso industrial e a melhoria dos padrões de vida têm levado a uma maior procura de energia (EIA, 2023b). Contudo, novas tendências tecnológicas, como a Inteligência Artificial, estão a emergir como grandes consumidores de eletricidade, com a capacidade de igualar ou até superar o consumo energético de países inteiros (de Vries, 2023).

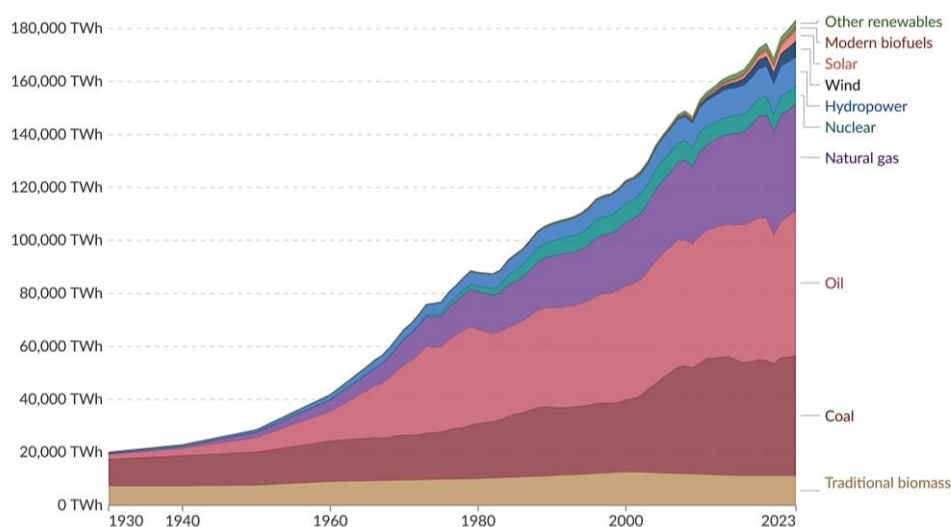


Figura 2.1 - Consumo mundial de energia primária, em terawatt-hora.

Fonte: Our World in Data, 2020

Assim, esse aumento no consumo de energia vem acompanhado por uma série de impactos negativos, especialmente quando se trata da utilização de energias fósseis. A extração e utilização dos combustíveis fósseis estão associadas à poluição do ar e da água, à degradação dos ecossistemas e à perda de biodiversidade (Butt et al., 2013). Estes efeitos adversos não só comprometem a qualidade de vida das gerações presentes, mas também comprometem irremediavelmente o legado ambiental para as futuras gerações.

Quase 80% da população mundial vive em países que são importadores líquidos de combustíveis fósseis (IRENA, 2022b). Devido a esta dependência de combustíveis fósseis estrangeiros, aproximadamente seis mil milhões de pessoas são vulneráveis a choques e crises geopolíticas. Esta vulnerabilidade é exacerbada pela concentração da produção em algumas regiões do mundo, o que pode levar a interrupções no fornecimento de energia durante conflitos ou tensões internacionais (Osman et al., 2023).

Assim, é crucial reconhecer que as mais recentes instabilidades geopolíticas, especialmente os conflitos na Ucrânia e no Médio Oriente, expõem as vulnerabilidades energéticas e potenciam a volatilidade dos preços da energia. Após a invasão da Ucrânia os preços do petróleo, carvão e gás aumentaram aproximadamente 40%, 130% e 180% respetivamente (Figura 2.2) (Adolfson et al., 2022).

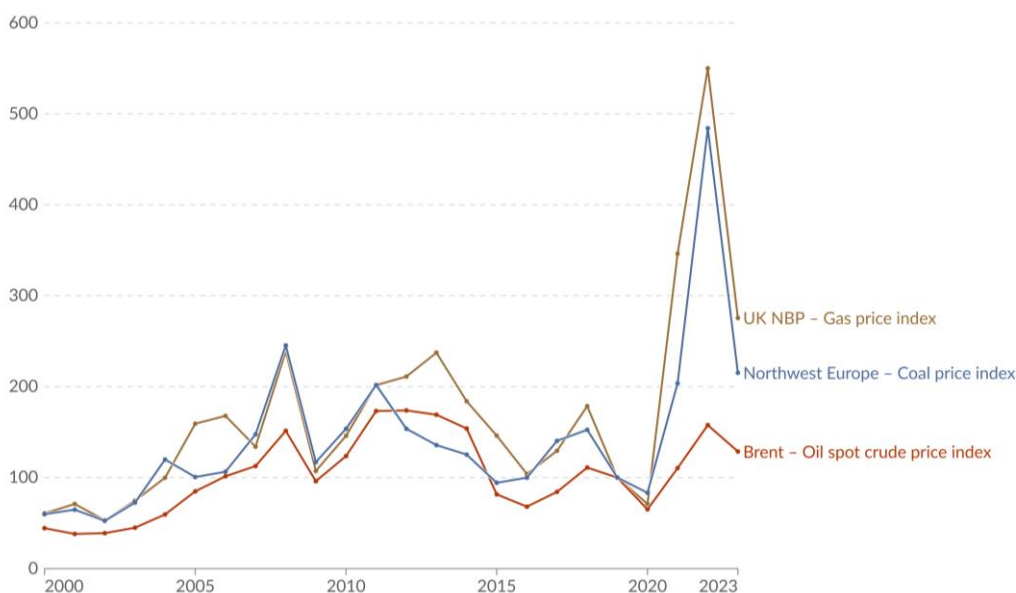


Figura 2.2 - Índice do preço dos combustíveis fósseis.

Fonte: Our World in Data, 2024

As flutuações nos preços do petróleo, derivados de petróleo e gás natural não só geram incertezas económicas, como também comprometem a segurança energética dos

países. Essas variações tornam a gestão dos recursos energéticos mais desafiantes, afetando a estabilidade e a capacidade dos países de garantir um fornecimento contínuo e acessível de energia. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), a segurança energética é definida pela disponibilidade ininterrupta de fontes de energia a preços acessíveis.

As transformações geopolíticas, impulsionadas pela pandemia de COVID-19 e conflitos internacionais, impactaram profundamente o comércio global, resultando em sanções e interrupções nas cadeias de abastecimento. Simultaneamente, a transição energética está a acelerar, com fontes renováveis a ganhar destaque no sistema energético global. Esta transição é crucial para combater as alterações climáticas e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, como estabelecido no Acordo de Paris, que visa limitar o aquecimento global a 1,5°C (IRENA, 2024).

### 2.1.1 Quadro Regulatório Europeu

A União Europeia (UE) posiciona-se na vanguarda da ação climática global com o seu ambicioso Pacto Ecológico Europeu (*European Green Deal*), que visa alcançar a neutralidade carbónica até 2050 (Figura 2.3). Este pacto reflete o compromisso da UE em enfrentar os desafios climáticos e ambientais através de uma transformação sistémica que envolve diversos setores, incluindo a energia, transportes, indústria e agricultura. O Pacto Ecológico pretende transformar a UE numa economia moderna, eficiente na utilização de recursos e competitiva, onde o crescimento económico está dissociado da utilização dos recursos e onde as emissões líquidas de gases com efeito de estufa são reduzidas a zero (European Commission, 2019).

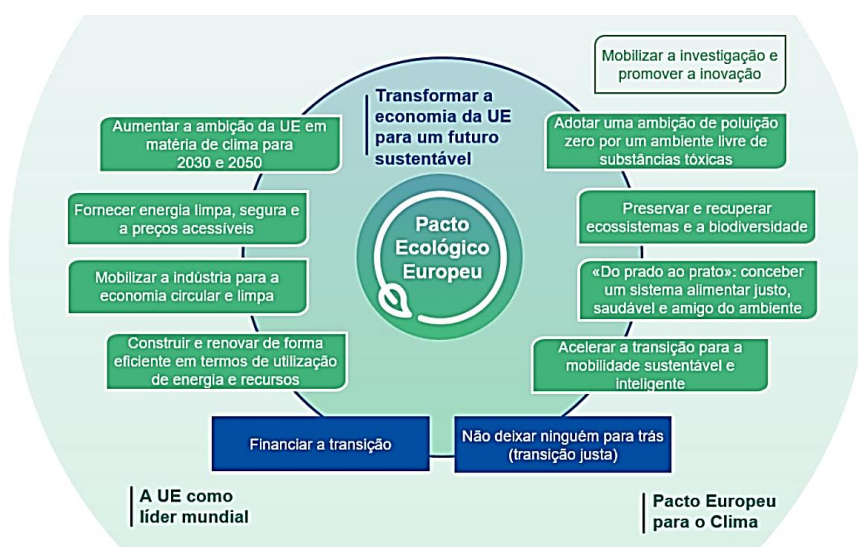


Figura 2.3 - Linhas gerais do Pacto Ecológico Europeu.

Fonte: European Commission, 2019

Dentro deste contexto, o hidrogénio desempenha um papel central. A Estratégia Europeia para o Hidrogénio, lançada em 2020, estabelece metas ambiciosas para a criação de um mercado robusto e sustentável para o hidrogénio verde. Esta estratégia visa a instalação de uma capacidade de 40 GW de eletrolisadores até 2030, permitindo a produção de até 10 milhões de toneladas de hidrogénio renovável por ano, e procura assim descarbonizar setores da economia que são difíceis de eletrificar, como a indústria pesada e o transporte de longo curso. Os investimentos necessários para alcançar esses objetivos são significativos. Estima-se que os investimentos cumulativos em hidrogénio renovável na Europa possam atingir entre 180 e 470 mil milhões de euros até 2050. Só para a infraestrutura necessária de transporte, distribuição e armazenamento de hidrogénio, serão necessários cerca de 65 mil milhões de euros. Estes valores refletem não só o custo das infraestruturas físicas, mas também os investimentos em inovação tecnológica e adaptação regulatória para garantir a integração eficiente do hidrogénio nos mercados energéticos.

O hidrogénio renovável, produzido principalmente a partir de fontes de energia solar e eólica, tem o potencial de responder a 13% a 14% do cabaz energético europeu até 2050, comparado com os atuais menos de 2%. Esta transformação exigirá não apenas uma expansão significativa da capacidade de produção, mas também uma rede de distribuição eficiente e um quadro regulatório estável que fomente a confiança dos investidores. Além de beneficiar o ambiente, também terá impactos positivos na economia europeia, com a criação prevista de até um milhão de empregos diretos e indiretos na cadeia de valor do hidrogénio. Embora o hidrogénio renovável enfrente ainda desafios tecnológicos, como uma eficiência média de 70% nos eletrolisadores, o seu custo está a diminuir rapidamente devido aos avanços tecnológicos e ao aumento da escala de produção. Esta redução nos custos torna-o cada vez mais competitivo com o hidrogénio fóssil (European Commission, 2020).

Este compromisso está alinhado com o pacote Fit for 55, um conjunto de políticas lançadas pela Comissão Europeia para alcançar a redução de 55% nas emissões de GEE até 2030 em relação aos níveis de 1990. Este pacote inclui várias iniciativas para acelerar a transição energética, como o Sistema de Comércio de Licenças de Emissão (ETS), que agora incentiva fortemente a adoção de tecnologias de baixo carbono, como o hidrogénio, ao tornar os custos de emissões de carbono mais elevados e menos atrativos para empresas que ainda dependem de combustíveis fósseis (European Commission, 2021a).

O ETS, lançado em 2005, é o maior mercado de carbono do mundo e uma ferramenta crucial para reduzir as emissões (European Council, 2019). Opera sob o princípio do "cap and trade", estabelece um teto para as emissões e permite que empresas comprem e vendam permissões de emissão. Abrangendo cerca de 45% das emissões da UE, incluindo setores como energia e indústria pesada, o ETS tem sido ajustado, introduzindo mecanismos como a Reserva de Estabilidade do Mercado (MSR). Este sistema, já contribuiu para uma redução de 41% das emissões desde que foi implementado (Figura 2.4), incentivando tecnologias mais limpas e servindo de modelo para outros mercados de carbono globalmente (European Council, 2022).

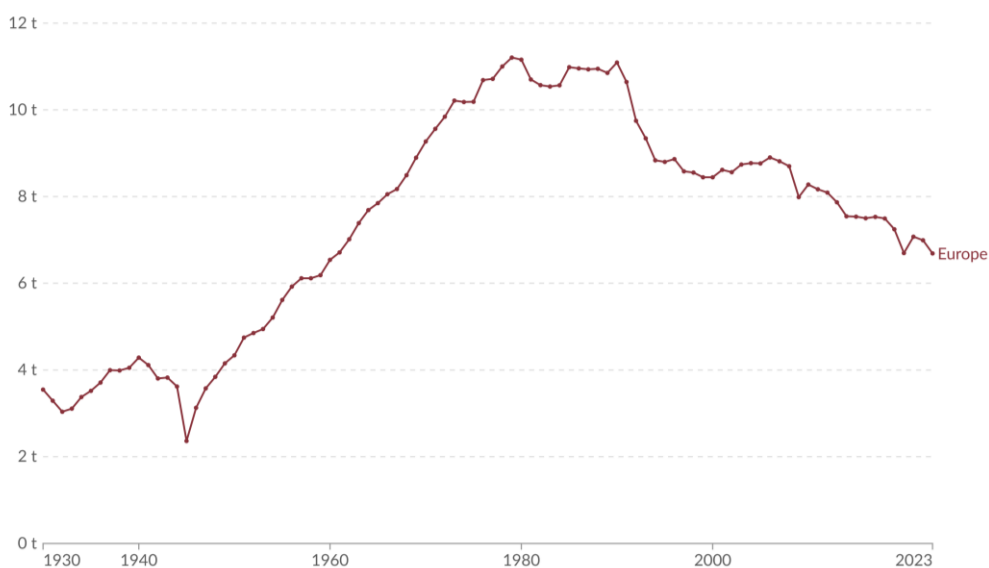


Figura 2.4 - Emissão de Gases com Efeito estufa na Europa, em toneladas.

Fonte: Our World in Data, 2023

O Regulamento de Infraestruturas para Combustíveis Alternativos (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation*) assegura a implantação de infraestruturas interoperáveis e acessíveis, onde o hidrogénio deve estar acessível ao consumidor pelo menos a 700 bar quando disponibilizado na sua forma gasosa. Este regulamento define metas obrigatórias para apoiar o crescimento do mercado de veículos limpos e promover a competitividade da indústria automóvel europeia (European Commission, 2021b).

No setor da aviação, a iniciativa ReFuelEU propõe que os fornecedores de combustível aumentem gradualmente a mistura de combustíveis sustentáveis, que cumprem o limiar de redução de 70% das emissões. Esta medida, complementada pela futura Aliança para a Aviação com Emissões Nulas (Zero Emission Aviation Alliance), visa promover novas tecnologias, como aviões movidos a hidrogénio ou eletricidade, contribuindo para a descarbonização do setor (European Commission, 2023).

No setor marítimo, a proposta FuelEU Maritime impõe limites máximos de emissões de gases com efeito de estufa para todos os navios que utilizam portos da UE. Estes limites serão progressivamente mais rigorosos ao longo do tempo, incentivando o uso de combustíveis navais sustentáveis. Além disso, a futura Aliança da Cadeia de Valor dos Combustíveis Renováveis e Hipocarbónicos (*Renewable and Low-Carbon Fuels Value Chain Alliance*) impulsionará o desenvolvimento e a adoção dos combustíveis mais promissores em todos os modos de transporte (European Commission, 2021a).

Estas medidas são reforçadas pelo Regime de Compensação e Redução das Emissões de Carbono para a Aviação Internacional (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), que se aplicará no setor da aviação. A Diretiva Tributação da Energia revista também visa tornar os combustíveis menos poluentes mais atrativos, enquanto desincentiva o uso de combustíveis poluentes.

O pacote Fit for 55 também inclui a revisão da Diretiva Energias Renováveis (RED II), que define metas para a integração de combustíveis renováveis, como o hidrogénio verde, no cabaz energético da UE. Esta diretiva reforça ainda mais o papel do hidrogénio como um vetor energético essencial para garantir uma transição eficaz para uma economia descarbonizada, destacando a importância de fontes de energia renováveis no fornecimento de hidrogénio (European Commission, 2021a).

## 2.2 Transição Energética em Portugal

Neste contexto, Portugal está acima da média europeia no que concerne ao consumo de energia primária com baixas emissões de carbono (Figura 2.5).

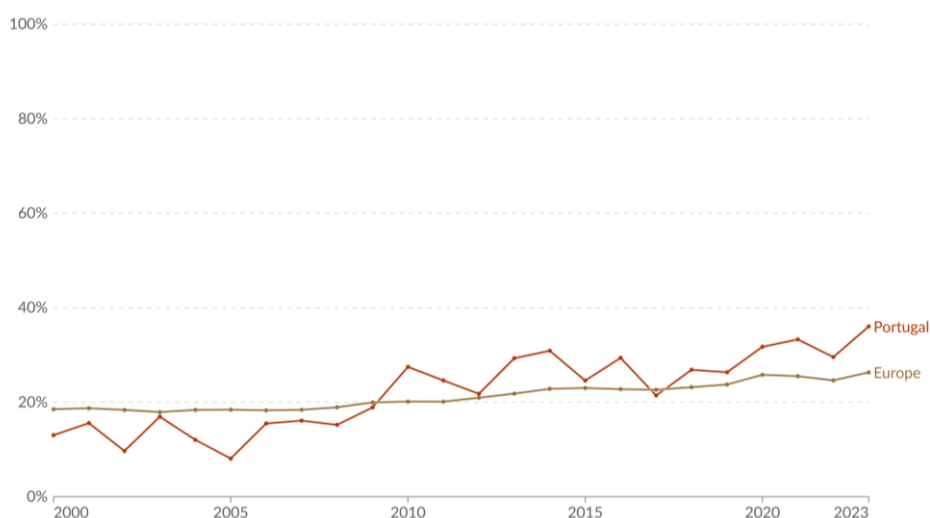


Figura 2.5 - Consumo de energia com baixas emissões de carbono.

Fonte: Our World in Data, 2023

Portugal tem enfrentado desafios significativos devido à sua dependência energética (Figura 2.6) uma vez que não possui produção nacional de fontes de energia fósseis, como petróleo ou gás natural, que desempenham um papel preponderante no consumo energético. Segundo dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a dependência energética do país atingiu 71,2% em 2022.

Esta elevada dependência energética tem impactos significativos na economia e na segurança do abastecimento energético do país. Além disso, tem implicações diretas nas políticas energéticas e na necessidade de diversificação das fontes de energia utilizadas em Portugal. A dependência energética também influencia a balança comercial do país, uma vez que a importação de energia fóssil representa uma parcela considerável das importações totais. A redução da dependência energética é um objetivo crucial para Portugal e tem sido impulsionada por investimentos em energias renováveis, eficiência energética e inovação tecnológica. O país tem apostado fortemente na expansão da energia solar e eólica, setores que apresentam um elevado potencial de crescimento e podem reduzir a necessidade de importação de combustíveis fósseis. Além disso, estratégias de armazenamento de energia, como o hidrogénio verde, estão a ser exploradas como alternativas para garantir a segurança energética a longo prazo (DGEG, 2024).

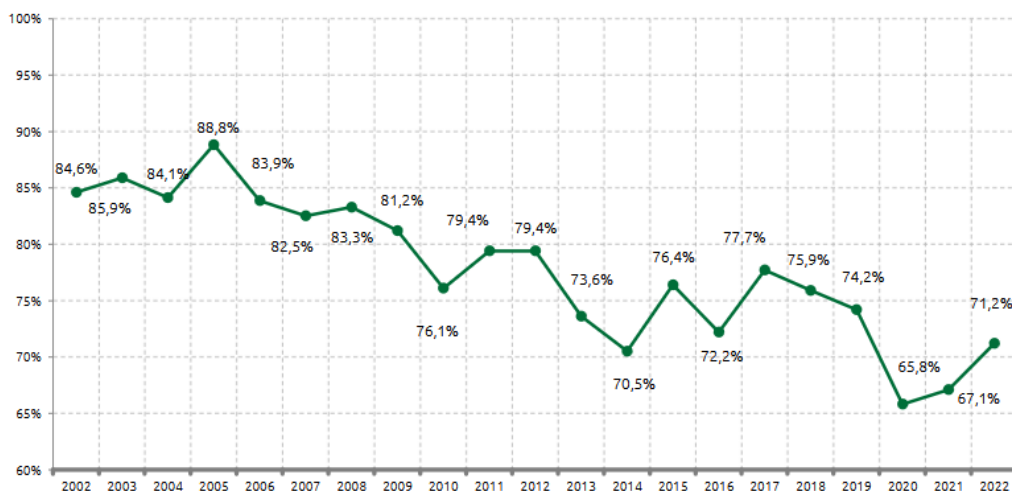


Figura 2.6 - Dependência energética em Portugal.

Fonte: DGEG, 2024

Em 2022, o consumo total de energia primária (CEP) atingiu 21 315 mil toneladas equivalentes de petróleo, representando um aumento de 2,4% em relação a 2021 (Figura 2.7). Ao analisar este consumo ao longo dos últimos 20 anos, observa-se uma Taxa de Crescimento Médio Anual (TCMA) de -1,1%. Destaca-se que a principal fonte de energia primária continua a ser o petróleo, representando 42,0% do consumo total, seguido pelas energias renováveis, que contribuem com 30,8%, e pelo gás natural, com 22,6%.

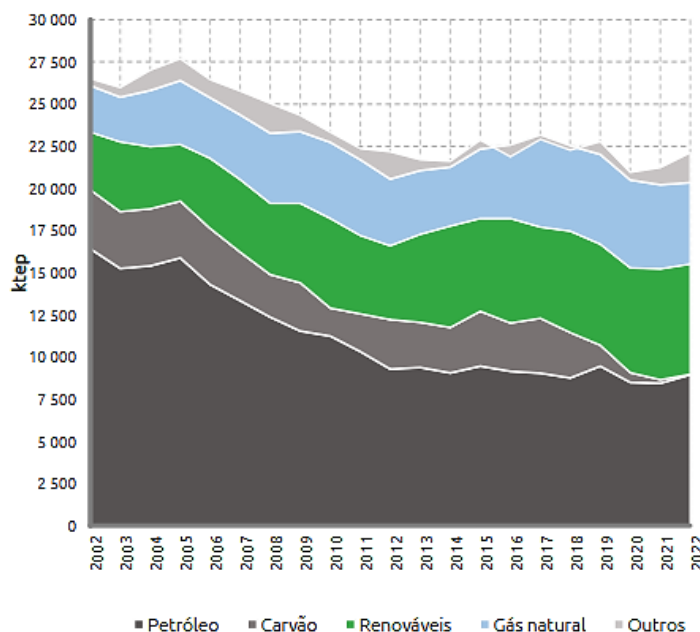


Figura 2.7 - Consumo anual de energia primária, em toneladas equivalentes de petróleo.

Fonte: DGEG, 2024

No que concerne à produção de energia elétrica, é relevante salientar que a energia hídrica segue ciclos intra-anuais e interanuais, variando de acordo com os meses e anos de maior pluviosidade. Por outro lado, a energia eólica mantém médias mensais relativamente estáveis ao longo do ano, mas apresenta variações significativas ao nível horário e diário. A energia solar, por sua vez, possui um potencial de crescimento significativo para cumprir os objetivos da UE no que diz respeito ao uso de energias renováveis. No entanto, é uma fonte intermitente com variações horárias, diárias e sazonais importantes. Em Portugal, onde já existe um *mix* energético com forte intermitência na geração de energia elétrica, é previsível que um maior aproveitamento da energia solar resulte em um aumento das variações sazonais, devido às variações da radiação solar disponível ao longo das estações do ano, tornando o armazenamento de longa duração uma peça essencial (DGEG, 2024).

## **2.2.1 Quadro Regulatório nacional**

Em 2018, durante a COP24, foi aprovado um conjunto de diretrizes chamado Pacote Climático de Katowice, que estabelece medidas para fiscalização e reporte, dando forma ao Acordo de Paris. No mesmo ano, a União Europeia, através do Regulamento (UE) 2018/1999, lançou um pacote de medidas focadas na eficiência energética, liderança em energia renovável e tratamento equitativo dos consumidores de energia. Estas medidas incluíram o combate à pobreza energética e a promoção da concorrência justa no mercado interno de energia.

Esse regulamento serviu de base para a criação do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), formalizado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019 de 1 de julho. Em articulação com este documento de longo prazo, foi desenvolvido o Plano Nacional Energia e Clima para a década de 2021-2030 (PNEC2030) que estabelece as metas e objetivos e concretiza as políticas e medidas para o horizonte de 2030 rumo a um futuro neutro em carbono e ao cumprimento dos objetivos a longo prazo, onde os gases renováveis, com particular ênfase no hidrogénio verde, se assumem como elementos centrais nas estratégias de descarbonização.

### **2.2.1.1 Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050**

O RNC2050 define uma estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa até 2050, submetida à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC). Este documento visa preparar transformações económicas e sociais em todos os setores, garantindo uma transição justa e eficiente, promovendo a competitividade nacional, a criação de empregos e melhorias na qualidade do ar e na saúde pública. O objetivo é promover soluções mais eficientes e competitivas, considerando toda a cadeia de valor de cada tecnologia, garantindo também a resiliência do sistema energético face a possíveis crises externas.

A visão estratégica de alcançar a neutralidade carbónica, fundamentada nas oito premissas identificadas, representa uma contribuição significativa para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Em particular, apoia o ODS 13 – Ação Climática, que é uma prioridade para Portugal no âmbito da Agenda 2030. De acordo com o documento, a produção e o consumo de energia passarão, portanto, a estar alicerçados em fontes endógenas e renováveis de energia, o que constitui em si mesmo a maior transformação do paradigma energético em Portugal desde a revolução industrial, reforçando o percurso que Portugal tem vindo a traçar nos últimos anos. Além da eletrificação crescente do setor energético, serão implementadas medidas de gestão da

procura e armazenamento de energia para assegurar a estabilidade da rede e minimizar o desperdício de produção renovável.

A produção de eletricidade terá uma redução de 99% nas emissões de GEE até 2050, através de investimentos em energia eólica e solar, e pela eliminação da geração com combustíveis fósseis. No setor dos transportes, as emissões serão reduzidas a 98%, com a expansão do transporte público e a adoção de veículos elétricos, onde o uso de hidrogénio e biocombustíveis terão um papel ativo na substituição de combustíveis convencionais. Alternativas de mobilidade (pública, ativa, partilhada e autónoma) também aumentarão a eficiência no transporte de passageiros e mercadorias, reduzindo o congestionamento urbano e promovendo um planeamento urbano mais sustentável. Os edifícios contribuirão com uma redução de mais de 96% nas emissões, graças à eletrificação quase total e a melhorias na eficiência energética, como melhor isolamento e uso de energia solar térmica.

Na indústria, as emissões serão reduzidas em cerca de 80% através da eletrificação, biomassa e maior eficiência. No entanto, as reduções nos processos industriais serão limitadas a cerca de 60%, onde se verifica uma menor diversidade de tecnologias que sejam custo-eficazes, resultando numa redução global de emissões de aproximadamente 73% (Figura 2.8).

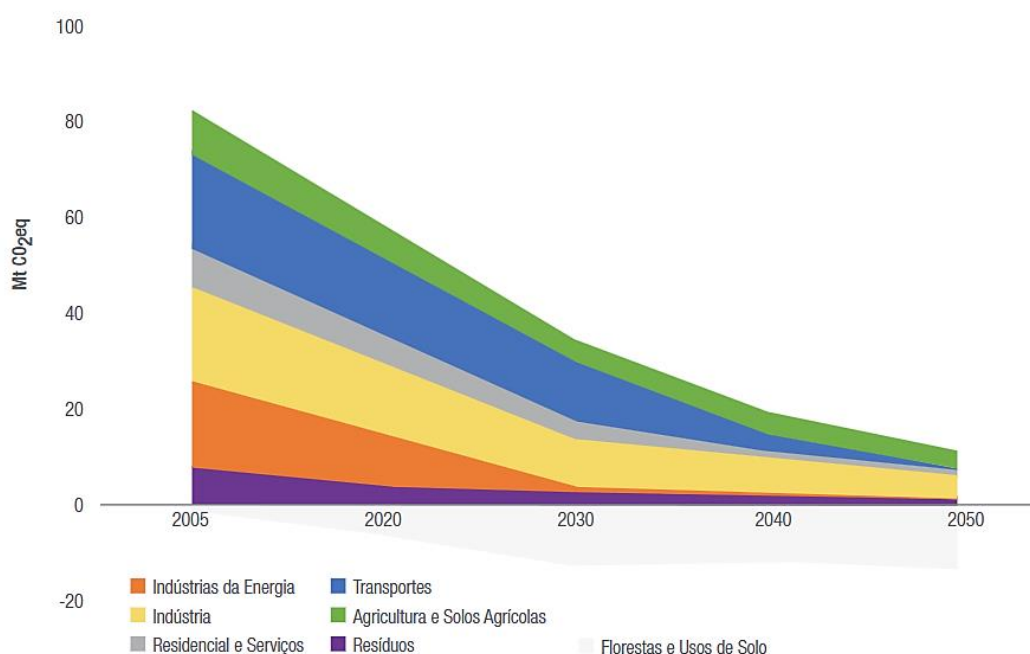


Figura 2.8 - Projeção de emissões de CO<sub>2</sub> nacionais, em milhões de toneladas.

Fonte: Roteiro para a Neutralidade Carbónica, 2019

O sistema energético integra a produção, transporte, distribuição e consumo de energia nos setores industrial, de transportes, residencial e serviços, e agricultura (Figura 2.9). Com base nas tecnologias atuais e nas previsões de evolução futura, é possível definir trajetórias para alcançar a neutralidade com opções custo-eficazes, que visam reduzir as emissões em 60% até 2030 e em 90% até 2050, em comparação com 2005. Essas trajetórias incluem um mix de tecnologias que minimiza os custos para o sistema energético nacional, começando pelas soluções mais económicas e expandindo gradualmente para opções mais caras até atingir as metas de redução de emissões.

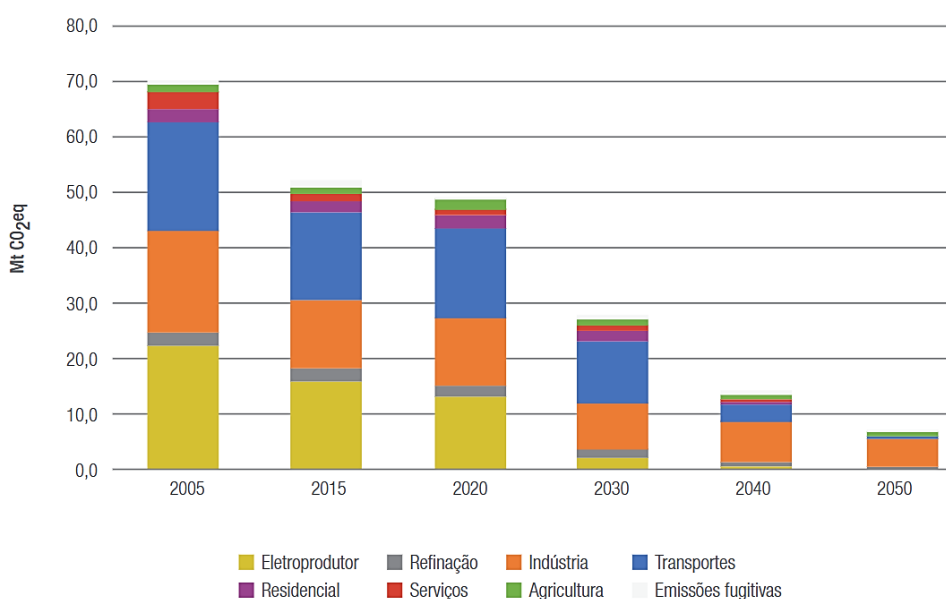


Figura 2.9 - Evolução das emissões nacionais até 2050, em milhões de toneladas.

Fonte: Roteiro para a Neutralidade Carbónica, 2019

Os transportes e a produção de eletricidade são os setores com maior potencial de redução de emissões entre 2020 e 2030, enquanto a descarbonização mais intensa dos edifícios e da indústria ocorrerá entre 2030-2040 e 2040-2050, respetivamente. Perspetiva-se que o hidrogénio vá ganhando expressão de forma gradual, atingindo em 2050 uma contribuição global de 4% no consumo de energia final, mas que será um vetor importante de descarbonização em alguns setores com poucas opções tecnológicas alternativas, como por exemplo, no transporte pesado de passageiros e de mercadorias, setor onde representará em 2050 40% a 68% da procura do transporte pesado.

Este hidrogénio será produzido essencialmente via eletrólise com recurso a eletricidade de origem renovável, sendo que em 2050, 5% a 8% do total da eletricidade produzida será utilizada para geração de hidrogénio (Figura 2.10).

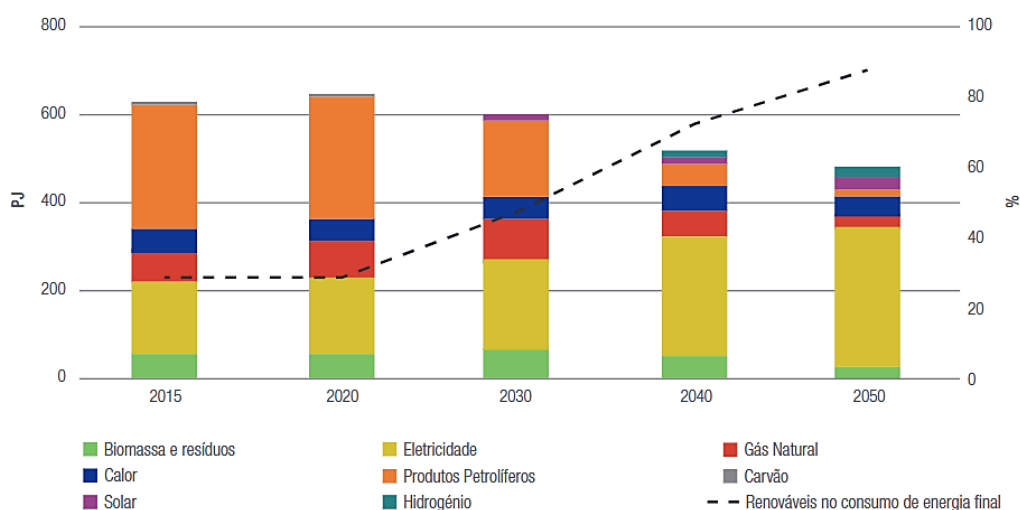


Figura 2.10 - Evolução do consumo de energia final, em petajoules.

Fonte: Roteiro para a Neutralidade Carbónica, 2019

A tecnologia solar fotovoltaica e a energia eólica *onshore* têm potencial para garantir a produção de cerca de 50% da eletricidade em 2030 e alcançar até 70% em 2050. Contudo, a natureza intermitente destas fontes de energia coloca desafios importantes, tanto em termos de capacidade de resposta rápida às variações de oferta como na segurança do abastecimento. Para mitigar esses desafios, soluções emergentes, como o armazenamento de energia em baterias, a produção de hidrogénio e a adoção de sistemas híbridos, serão fundamentais. Além disso, será necessário melhorar a gestão das redes elétricas, tornando-as mais inteligentes e flexíveis, enquanto as interligações com a rede europeia e outros mercados desempenharão um papel crucial na garantia da segurança energética. O gás natural permanecerá no sistema de forma residual até 2040, proporcionando uma solução de *backup* durante a transição para um sistema predominantemente renovável, permitindo o desenvolvimento e implementação de tecnologias de armazenamento.

No caso dos veículos pesados, prevê-se a possibilidade de introdução de novos combustíveis como o hidrogénio (H<sub>2</sub>) ou novas tecnologias de carregamento dinâmico. No entanto, a implementação destas soluções dependerá do desenvolvimento de infraestruturas de base, cujos custos de investimento e operação são ainda alvo de um elevado grau de incerteza dados os reduzidos projetos piloto em curso. O papel do Estado será também fundamental para o desenvolvimento das infraestruturas que serão

condição para que certas tecnologias possam ser uma realidade (Presidência do Conselho de Ministros, 2019).

### 2.2.1.2 Plano Nacional Energia e Clima 2030

O principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030, estabelecendo as novas metas nacionais de redução de emissões de GEE, de energia renovável e de eficiência energética. O desenvolvimento do Plano Nacional Energia e Clima foi feito em articulação com os trabalhos do RNC2050, usufruindo das diferentes interações com a sociedade promovidas nesse contexto e de forma a concretizar no horizonte 2030 as orientações decorrentes desse exercício de longo prazo.

Em linha com as conclusões do Relatório Especial do Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas sobre 1,5°C, concluiu-se que é na década 2021-2030 que se devem concentrar os maiores esforços de redução de emissões de GEE (Figura 2.11), sendo este o período essencial para o alinhamento da economia nacional com uma trajetória de neutralidade carbónica.

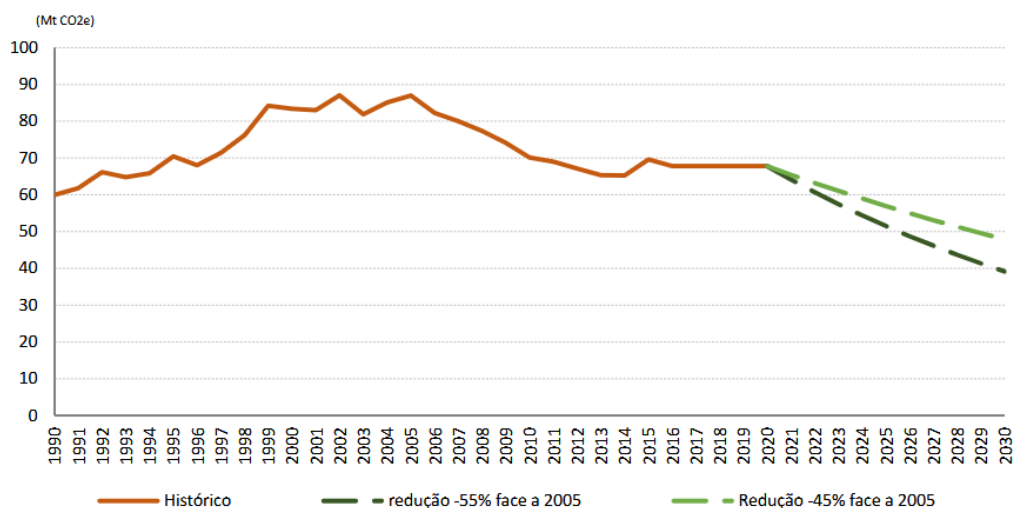


Figura 2.11 – Objetivos GEE do PNEC2030, em milhões de toneladas de CO2.

Fonte: Plano Nacional Energia-Clima, 2019

O PNEC 2030 coloca o hidrogénio renovável como pilar da estratégia de transição energética de Portugal, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Este plano está em alinhamento com as cinco dimensões da União da Energia, particularmente na descarbonização e segurança energética.

O objetivo deste plano é *"Promover a descarbonização da economia e a transição energética, com vista à neutralidade carbónica em 2050, encarando-a como uma oportunidade para o país. Esta transição deve ser baseada num modelo democrático e equitativo que promova a coesão territorial, gerando riqueza e garantindo o uso eficiente dos recursos."*

As principais metas estabelecidas pelo PNEC2030 incluem uma redução das emissões entre 45% e 55%, em comparação com os níveis de 2005; um aumento na eficiência energética, com uma diminuição de 35% no consumo de energia primária; e um aumento da participação das fontes renováveis no consumo final de energia, passando de 31% em 2020 para 47% em 2030. Além disso, espera-se que a contribuição das energias renováveis nos transportes aumente de 10% em 2020 para 20% em 2030, e que a capacidade de interligação da rede energética entre Portugal e Espanha cresça de 10% em 2020 para 15% em 2030.

A aposta no hidrogénio renovável visa não apenas a descarbonização destes setores, mas também a criação de uma nova indústria nacional que contribuirá significativamente para a geração de empregos qualificados e atração de investimentos internacionais. A Zona Industrial e Logística de Sines (ZILS) será um dos polos de desenvolvimento deste novo paradigma energético, servindo como ponto estratégico para a produção e exportação de hidrogénio renovável, graças à abundante disponibilidade de eletricidade de fontes renováveis em Portugal.

As metas específicas incluem um aumento significativo da produção de hidrogénio renovável até 2030, com a criação de corredores de exportação e o fortalecimento da infraestrutura necessária para suportar o seu transporte e distribuição a nível nacional e internacional. Com isto, Portugal posiciona-se como um dos líderes na produção de hidrogénio verde na Europa, aproveitando as suas condições naturais favoráveis para a geração de energias renováveis.

O caminho para alcançar a neutralidade carbónica exige uma ação coordenada em várias áreas estratégicas, com foco na eficiência energética, diversificação das fontes de energia, maior eletrificação, modernização e reforço das infraestruturas, ampliação das interligações, estabilidade e reconfiguração do mercado, digitalização, promoção da investigação e inovação. Além disso, destaca-se a necessidade de desenvolver processos, produtos e serviços de baixo carbono, melhorar os serviços energéticos e capacitar os consumidores para fazer escolhas informadas (Presidência do Conselho de Ministros, 2020b).

### **2.2.1.3 Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2)**

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio tem como objetivo promover o hidrogénio verde como uma solução central para a descarbonização da economia, incentivando a sua adoção gradual como pilar sustentável. Esta estratégia visa tanto a produção como o consumo de hidrogénio verde, criando condições para o desenvolvimento de uma verdadeira economia de hidrogénio em Portugal. Além disso, pretende fomentar uma nova cadeia industrial, com potencial exportador e gerador de riqueza, mobilizando investimento público e privado em áreas como a produção, armazenamento, transporte e utilização do hidrogénio verde, contribuindo para a transição energética e a criação de um ecossistema económico inovador e descarbonizado. Esta estratégia estabelece diversas metas a serem atingidas até 2030. Entre elas, destaca-se a injeção de 10% a 15% de hidrogénio verde nas redes de gás natural, o aumento do uso de hidrogénio verde para 2% a 5% no consumo de energia do setor industrial, e entre 1% a 5% no transporte rodoviário. No transporte marítimo doméstico, o objetivo é alcançar entre 3% a 5% de hidrogénio verde no consumo de energia, enquanto no consumo final de energia, a meta é atingir entre 1,5% a 2%. Além disso, pretende-se instalar entre 2 GW a 2,5 GW de capacidade em eletrolisadores e criar entre 50 e 100 postos de abastecimento de hidrogénio em todo o país.

Portugal, graças à sua localização geográfica, à crescente penetração de energias renováveis no sistema elétrico, à competência do seu setor industrial e à qualificação dos seus recursos humanos em engenharia, apresenta condições extremamente favoráveis e competitivas para a produção de hidrogénio verde. Um exemplo disso são os resultados do leilão solar realizado em 2019, onde a tarifa média ponderada no regime garantido foi de 20,33 €/MWh (Presidência do Conselho de Ministros, 2020a).

No entanto, de acordo com o OMIP, o mais recente leilão de garantias de origem registou um preço significativamente inferior, de apenas 0,93 €/MWh, evidenciando o contínuo progresso e competitividade da produção de eletricidade renovável em Portugal. Essa vantagem coloca o país numa posição privilegiada para o desenvolvimento de cadeias de valor baseadas no hidrogénio de zero emissões, tanto para o mercado interno quanto para o mercado externo

## 2.3 A importância da transição energética

Para assegurar um futuro sustentável, é imperativa a redução drástica da dependência de combustíveis fósseis e que se promovam políticas para a transição para fontes de energia limpa e renovável. Alternativas como a energia solar, eólica, hídrica e nuclear apresentam-se como soluções viáveis e promissoras para enfrentar os desafios energéticos e ambientais do século XXI. Tecnologias emergentes de armazenamento de energia, reconversão dos sistemas atuais e eficiência energética têm-se destacado nos últimos anos e desempenham um papel crucial na viabilização desta transição, garantindo maior estabilidade e segurança no fornecimento energético (Araújo & De Medeiros, 2021).

Ao contrário dos combustíveis fósseis, as energias renováveis como a solar e a eólica estão mais amplamente distribuídas globalmente, reduzindo a concentração de poder em poucos países e, conseqüentemente, diminuindo os riscos de interrupções repentinas no abastecimento. Além disso, as energias renováveis são menos vulneráveis a flutuações de preços, uma vez que não dependem de combustíveis que possam ser sujeitos a variações no mercado internacional. Essa descentralização das fontes energéticas fortalece a resiliência dos países contra crises externas e contribui para a sua segurança energética a longo prazo. No entanto, para maximizar o aproveitamento das renováveis, é essencial investir em redes inteligentes e infraestruturas de armazenamento de grande escala, que permitam gerir melhor a intermitência da produção energética (IRENA, 2024).

As relações energéticas num cenário de emissões líquidas zero tenderão a tornar-se mais regionais e menos globais, com implicações significativas para a geopolítica da energia. No passado, o transporte em larga escala de combustíveis fósseis extraídos de um número limitado de países foi o motor da globalização dos mercados energéticos. Isso fez com que muitos países ficassem dependentes de regiões distantes e eventos externos para assegurar o fornecimento de energia (IRENA, 2024).

Com a transição para energias renováveis e tecnologias limpas, essa dependência tende a diminuir. A maioria dos países tem acesso a múltiplas fontes de energia renovável (Figura 2.12), como solar, eólica, hídrica e biomassa, o que poderá permitir uma maior autossuficiência energética. Ao explorarem os seus próprios recursos renováveis, os países reduzirão gradualmente a necessidade de combustíveis fósseis comercializados internacionalmente.

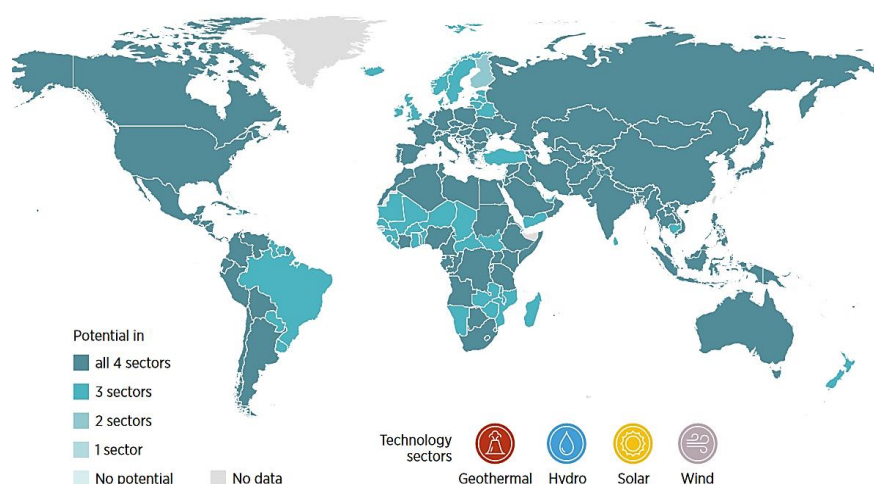


Figura 2.12 - Potencial de produção elétrica para diferentes tecnologias.

Fonte: IRENA, 2024

Esta mudança de paradigma não só tem implicações ambientais, mas também repercussões económicas profundas e positivas. A adoção de energias renováveis não apenas reduz a pegada de carbono, mas também estimula a criação de empregos “verdes” (Figura 2.13) que permitem às pessoas participar na transição energética e, dessa forma, contribuir para a aceitação política (IRENA & ILO, 2023)

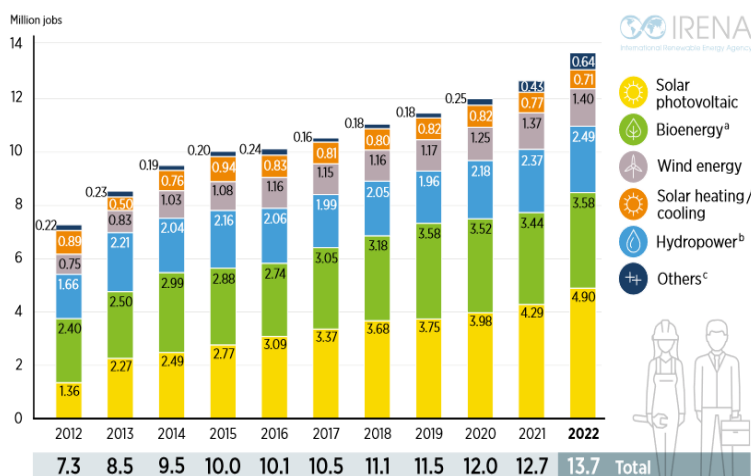


Figura 2.13 - Evolução dos empregos em energias renováveis.

Fonte: IRENA & ILO, 2023

O número de empregos relacionados com energia subiu para perto de 67 milhões no decorrer do ano de 2023. No entanto, os empregos relacionados com energias não renováveis verificaram uma queda superior a 1% (Figura 2.14). Após a pandemia de COVID-19 o crescimento do emprego em energias fósseis recuperou lentamente em relação aos empregos em energias limpas (IEA, 2023b).

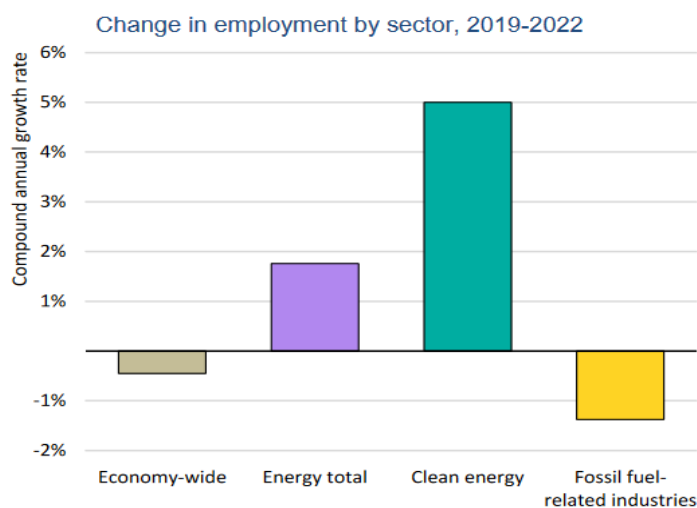


Figura 2.14 - Crescimento anual dos empregos por setor.

Fonte: IEA, 2023.

Cada dólar investido em energias renováveis gera três vezes mais emprego que na indústria de combustíveis fósseis. Embora cerca de 5 milhões de empregos na produção de combustíveis fósseis possam ser perdidos até 2030, estima-se que 14 milhões de novos empregos serão gerados em energias limpas, o que resultará em um ganho líquido de 9 milhões de empregos. Além disso, as indústrias relacionadas à energia precisarão de mais 16 milhões de trabalhadores para assumir novos papéis na fabricação de veículos elétricos, aparelhos mais eficientes ou em tecnologias inovadoras, como o caso do hidrogénio. Isso significa que mais de 30 milhões de empregos podem ser criados em energia limpa, eficiência energética e tecnologias de baixo carbono até 2030 (IEA, 2023b).

Nesse sentido, o hidrogénio emerge como um vetor energético promissor, uma vez que apresenta potencial para enfrentar desafios energéticos críticos (Guilbert & Vitale, 2021). De acordo com o IPCC, o hidrogénio desempenha um papel crucial na mitigação das alterações climáticas, ao servir como vetor energético para armazenar e transportar energia limpa, além de descarbonizar setores de difícil eletrificação. O desenvolvimento de infraestruturas de hidrogénio e a sua integração nas cadeias de valor energéticas têm o potencial de gerar oportunidades significativas em áreas como a produção, distribuição e manutenção de tecnologias ligadas ao hidrogénio (IPCC, 2023).

## 2.4 O papel do hidrogénio na transição energética

O hidrogénio emergiu como um vetor energético promissor na transição energética, com o potencial de resolver problemas de intermitência e fornecer uma solução de armazenamento de longo prazo para as energias renováveis. Além disso, o hidrogénio verde, produzido a partir da eletrólise da água utilizando energia renovável, pode ajudar a descarbonizar setores de difícil eletrificação, como o transporte pesado e a indústria (IRENA, 2020a).

Ao reconhecerem o papel do hidrogénio na transição energética, muitos países têm vindo a adotar estratégias nacionais de hidrogénio. A Alemanha, por exemplo, lançou a sua Estratégia Nacional de Hidrogénio em 2020, com um investimento inicial de 9 mil milhões de euros para promover o hidrogénio verde e estabelecer a Alemanha como líder mundial na produção de hidrogénio (BMW, 2021). O Japão, outro pioneiro na adoção do hidrogénio, já investe na infraestrutura necessária para uma economia baseada no hidrogénio há mais de uma década, promovendo tanto a produção quanto o uso de células de combustível em residências e veículos.

Na União Europeia, o Plano de Hidrogénio da União Europeia visa estabelecer uma economia integrada de hidrogénio até 2030. O plano inclui o desenvolvimento de infraestruturas para o transporte de hidrogénio entre países, investimentos em pesquisa e desenvolvimento, e a promoção de hidrogénio verde como parte essencial da estratégia para atingir a neutralidade carbónica até 2050 (European Commission, 2020)

Em Portugal, o governo também tem apostado no hidrogénio como parte da sua estratégia de transição energética, como uma tecnologia chave para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e aumentar a produção de energias renováveis (DGEG, 2019).

Neste contexto, a aceitação social e a criação de um quadro regulatório harmonizado a nível internacional são componentes cruciais para assegurar a segurança e a viabilidade do hidrogénio como uma solução energética sustentável. A colaboração internacional entre governos, indústria e investidores será essencial para criar mercados globais de hidrogénio, permitindo o desenvolvimento de infraestruturas adequadas e o estabelecimento de normas comuns. Além disso, uma coordenação eficaz entre todos os intervenientes é necessária para mobilizar os investimentos necessários e acelerar a transição para uma economia baseada em hidrogénio, promovendo a sua implementação em larga escala (Hydrogen Council & McKinsey, 2017).

Essa coordenação é alcançada através de políticas eficazes e normas internacionais (Figura 2.15), que garantem um enquadramento estável para o desenvolvimento do setor, facilitam o comércio transfronteiriço e promovem a adoção do hidrogénio em diferentes mercados (Hydrogen Council & Mckinsey, 2017).

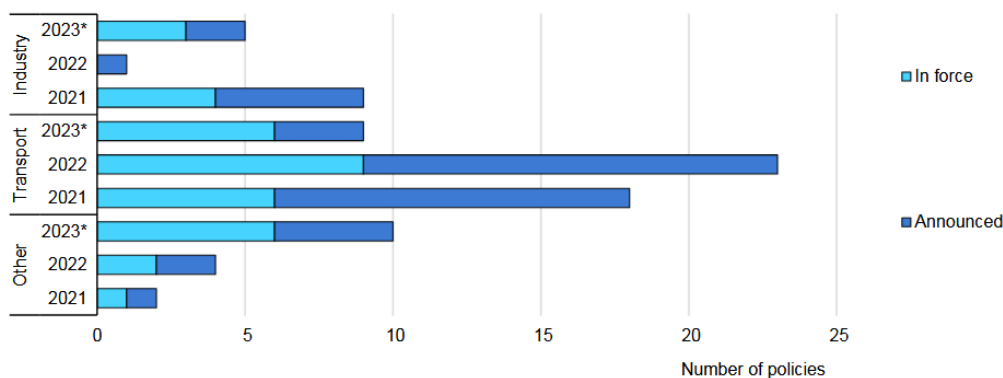


Figura 2.15 - Políticas mundiais para o hidrogénio.

Fonte: IEA, 2023

O hidrogénio está a emergir como um fator-chave na nova geopolítica da transição energética. A sua adoção em larga escala tem o potencial de alterar significativamente o equilíbrio de poder entre os países, uma vez que aqueles que possuem abundância de recursos renováveis estão posicionados para se tornarem os principais produtores de hidrogénio verde. Esta transformação poderá criar interdependências económicas e geopolíticas, com a formação de novas rotas comerciais e acordos bilaterais focados no hidrogénio, substituindo as tradicionais relações baseadas em hidrocarbonetos. Ao mesmo tempo, o acesso a tecnologias avançadas de eletrólise e armazenamento poderá influenciar a competitividade de cada país neste novo mercado energético, favorecendo aqueles que investirem mais rapidamente em inovação e infraestrutura.

Além disso, à medida que as cadeias de valor do hidrogénio se expandem, a harmonização de normas técnicas, regulamentações e certificações será crucial para garantir a transparência e o desenvolvimento de um mercado global coeso. A cooperação internacional, facilitada por organizações como a Parceria Internacional para o Hidrogénio e Células de Combustível na Economia (IPHE), desempenhará um papel fundamental na implementação de tecnologias de hidrogénio e no desenvolvimento de infraestruturas de transporte. No entanto, disputas em torno da certificação de hidrogénio verde, a infraestrutura necessária e a definição de normas técnicas poderão gerar tensões à medida que os países buscam proteger os seus interesses nacionais no mercado emergente (IRENA, 2022a)

## 2.5 Hidrogénio como vetor Energético

O hidrogénio não é considerado uma fonte primária de energia, mas sim um vetor energético, desempenhando um papel semelhante ao da eletricidade. Ambos podem ser produzidos a partir de diversas fontes de energia e por meio de diversas tecnologias. Esta versatilidade permite que sejam utilizados em diferentes aplicações. Contudo, quando a produção de hidrogénio ou eletricidade provém de combustíveis fósseis, como o carvão, o petróleo ou o gás natural, os processos podem resultar em emissões significativas de CO<sub>2</sub>. Para mitigar este impacto, é possível recorrer a fontes de energia renováveis ou nucleares, bem como à utilização de tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono (CCUS) nas centrais de energia fóssil (IEA, 2019).

A principal distinção entre o hidrogénio e a eletricidade reside no facto de o hidrogénio ser um portador de energia química, constituído por moléculas, enquanto a eletricidade é composta por eletrões. A capacidade do hidrogénio de armazenar energia química é bastante vantajosa, uma vez que permite o seu armazenamento e transporte de forma estável, de maneira semelhante ao petróleo, carvão, biomassa e gás natural. Adicionalmente, o hidrogénio pode ser armazenado durante longos períodos, transportado por via marítima e utilizado em infraestruturas inicialmente projetadas para combustíveis fósseis (IRENA, 2019b).

Todos os vetores de energia, incluindo os combustíveis fósseis, sofrem perdas de eficiência em cada etapa de produção, conversão ou utilização (Hassan et al., 2024). No caso do hidrogénio, essas perdas podem acumular-se ao longo de várias etapas da sua cadeia de valor. Após converter eletricidade em hidrogénio, transportá-lo, armazená-lo e reconvertê-lo em eletricidade numa célula de combustível, a energia final pode ser inferior a 30% da energia elétrica inicial. Esta conversão torna o hidrogénio mais "caro" do que a eletricidade, ou o gás natural, utilizados na sua produção (IEA, 2019).

Contudo, se não houver restrições no fornecimento de energia e se as emissões de CO<sub>2</sub> forem devidamente contabilizadas, a eficiência torna-se uma questão principalmente económica. Por exemplo, uma célula de combustível de hidrogénio num veículo é cerca de 60% eficiente, enquanto um motor de combustão interna a gasolina tem uma eficiência de aproximadamente 20%. Uma central moderna a carvão tem uma eficiência em torno de 45%, com perdas adicionais de 10% na transmissão elétrica (IEA, 2019).

### **2.5.1 O elemento hidrogénio**

A história do hidrogénio remonta à antiguidade, onde já era observado em diversas formas, mas foi apenas no século XVIII que foi reconhecido como um elemento químico distinto. Em 1766, o químico inglês Henry Cavendish identificou o hidrogénio como uma substância única ao descobrir que, quando queimado, produzia água. Ele denominou este gás de "ar inflamável", devido à sua alta inflamabilidade. Posteriormente, em 1783, o químico francês Antoine Lavoisier deu-lhe o nome "hidrogénio", derivado do grego hydro (água) e genes (gerador), em referência ao facto de ser um elemento que, ao reagir com o oxigénio, gera água (Jolly, 2020).

É o elemento mais abundante no Universo e destaca-se por ser o elemento mais simples, com menor massa atómica e menor número atómico. Cada átomo de hidrogénio é composto por um único eletrão a orbitar o núcleo, pelo que naturalmente é combinado em moléculas H<sub>2</sub>. O hidrogénio é um elemento químico gasoso, inodoro, insípido, incolor e inflamável (Jolly, 2020).

A densidade do hidrogénio é de 0,0899g/l, ou seja, cerca de 14 vezes mais leve que o ar, a condições de temperatura e pressão normais (20°C e 1 atm).

### **2.6 Espectro do hidrogénio**

A classificação do hidrogénio em diferentes cores serve para indicar os métodos e as fontes de energia utilizadas na sua produção. Esta categorização inclui cores como castanho/preto, cinzento, azul e verde, e por vezes estende-se a outras, como rosa, amarelo e turquesa. Cada uma destas categorias reflete o impacto ambiental e a pegada de carbono associada ao processo de produção, sendo o hidrogénio verde o mais sustentável por ser produzido a partir de fontes renováveis sem emissões diretas de CO<sub>2</sub>.

É importante notar que as convenções de nomenclatura podem variar entre países e ao longo do tempo, refletindo as diversas abordagens adotadas na transição para uma economia de hidrogénio. Em algumas regiões, há um esforço para substituir esta classificação por um sistema baseado em critérios de intensidade carbónica, permitindo uma diferenciação mais precisa entre diferentes métodos de produção. Além disso, o desenvolvimento de tecnologias híbridas e de novas soluções para captura e armazenamento de carbono poderá desafiar esta categorização tradicional, tornando-a mais flexível e adaptável à evolução do setor energético (IRENA, 2020a).

### 2.6.1.1 Hidrogénio Cinzento

O hidrogénio cinzento (Figura 2.16) é produzido a partir da reforma do gás natural ou do metano, um processo que emite grandes quantidades de CO<sub>2</sub> para a atmosfera. Atualmente, cerca de 95% da produção mundial de hidrogénio é na forma de hidrogénio cinzento (IRENA, 2020a). Embora seja o método mais barato, o seu impacto ambiental é significativo, tornando-o insustentável a longo prazo, a menos que seja combinado com tecnologia de CCUS (IEA, 2019).

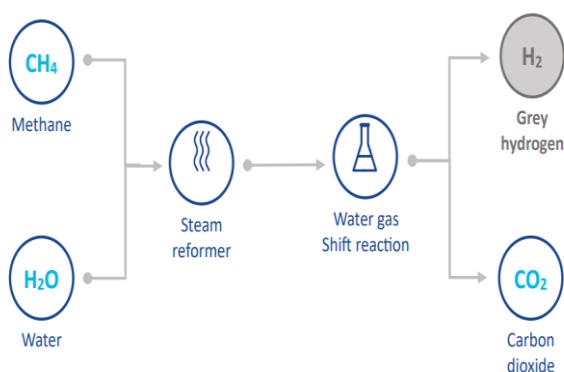


Figura 2.16 - Produção de hidrogénio através de combustíveis fósseis.

Fonte: European Hydrogen Observatory, 2023

O metano (hidrocarboneto) é decomposto em hidrogénio e carbono de acordo com a equação 2.1.



### 2.6.1.2 Hidrogénio Azul

O hidrogénio azul é uma forma de hidrogénio produzido através da reforma do gás natural ou carvão, em que o dióxido de carbono resultante é capturado e sequestrado, reduzindo as emissões até um máximo de 90%. Este processo é visto como uma alternativa de transição para reduzir a pegada carbónica do hidrogénio cinzento, permitindo a continuidade da utilização de infraestruturas existentes enquanto se desenvolvem soluções mais sustentáveis, como o hidrogénio verde. Apesar da significativa redução de emissões, a eficácia da captura e armazenamento de carbono (CCS) depende de fatores como a localização geológica adequada para o armazenamento do CO<sub>2</sub> e a viabilidade económica do processo (European Hydrogen Observatory, 2023).

Este processo (Figura 2.17) distingue-se do hidrogénio cinzento e do hidrogénio castanho/preto, nos quais o CO<sub>2</sub> gerado não é capturado, contribuindo para as emissões de gases com efeito de estufa. A captura do carbono promove a sua posterior utilização para novos subprodutos como o exemplo dos tijolos (Bardsley, 2023).

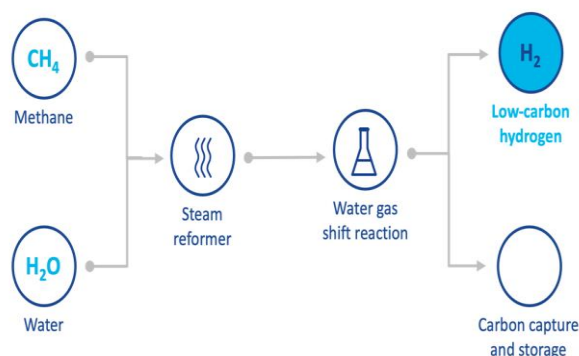


Figura 2.17 - Produção de hidrogénio com baixo teor de carbono.

Fonte: European Hydrogen Observatory, 2023

### 2.6.1.3 Hidrogénio Verde

O hidrogénio verde (Figura 2.18), apelidado de “hidrogénio limpo” ou “hidrogénio renovável” é aquele que suscita maior interesse para o futuro, e é produzido maioritariamente através da eletrólise da água com recurso a eletricidade gerada a partir de fontes de energia renovável (FER). É chamado de “verde” uma vez que na sua produção não há emissão de CO<sub>2</sub>, e o subproduto decorrente da utilização é água pura (IEA, 2019).

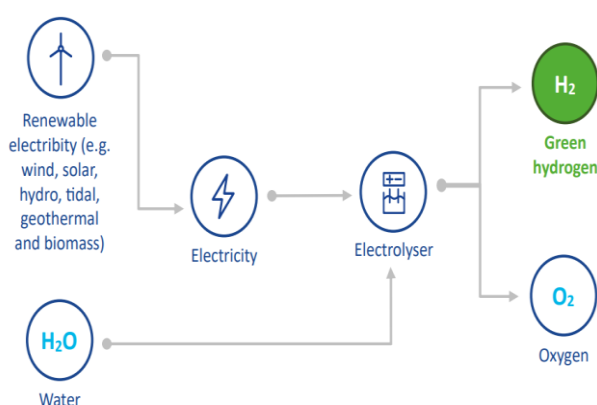


Figura 2.18 - Produção de hidrogénio verde.

Fonte: European Hydrogen Observatory, 2023

A eletrólise da água consiste na separação da molécula de hidrogénio do oxigénio, segundo a equação 2.2:



### 2.6.1.4 Hidrogénio Castanho/Preto

O hidrogénio castanho ou preto é produzido a partir da gaseificação do carvão, um processo altamente poluente que emite grandes quantidades de CO<sub>2</sub>. É o método menos sustentável de produção de hidrogénio e tem sido amplamente abandonado em favor de alternativas menos poluentes. No entanto, ainda é utilizado em alguns países onde o carvão é abundante e barato (IRENA, 2020a). A designação pode variar entre hidrogénio castanho ou preto, em função do carvão utilizado no processo de gaseificação: lignite (castanho) ou betuminoso (preto).

No final do processo é obtido um gás de síntese que contém hidrogénio e monóxido de carbono, de acordo com a equação 2.3:



## 2.7 Cadeia de valor do hidrogénio

A cadeia de valor do hidrogénio compreende três etapas fundamentais: produção, armazenamento e distribuição, e consumo final (Figura 2.19).

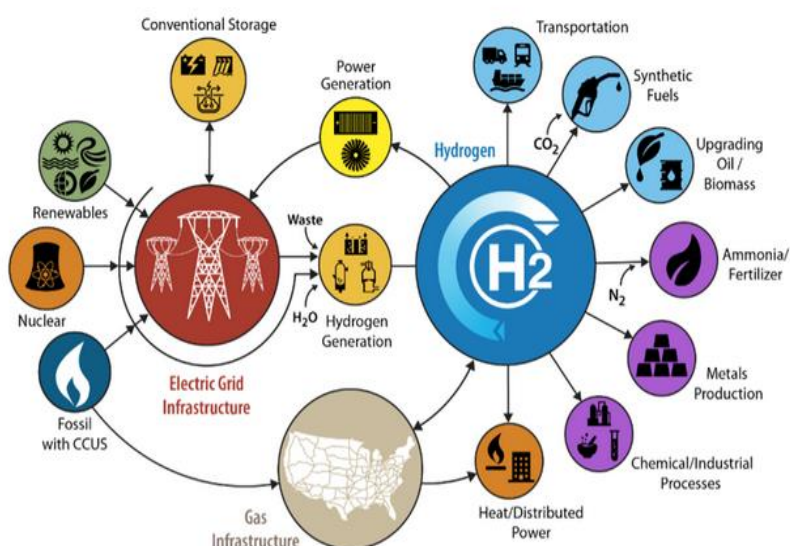


Figura 2.19 - Cadeia de valor do hidrogénio.

Fonte: U.S Energy Information Administration, 2020

Na fase de produção, o hidrogénio pode ser obtido a partir de diversas fontes, como combustíveis fósseis, biomassa e eletrólise da água, sendo que atualmente a maior parte é produzida a partir de gás natural. Este método, contudo, levanta preocupações ambientais devido às emissões de carbono associadas (IEA, 2019). O armazenamento e a distribuição exigem infraestruturas específicas, como gasodutos dedicados e instalações de armazenamento adequadas, para garantir um fornecimento eficiente e seguro (Wulf et al., 2018). Finalmente, o consumo final de hidrogénio é predominante em setores industriais como refinarias e na produção de amoníaco e metanol. Há, no entanto, um potencial significativo para expandir o seu uso nos setores de transportes, edifícios e geração de energia, contribuindo para a transição energética sustentável (Presidência do Conselho de Ministros, 2020a).

A cadeia de valor do hidrogénio desempenha um papel essencial na transição energética, com o potencial de descarbonizar setores difíceis de eletrificar. A colaboração entre governos e indústrias é fundamental para escalar a produção e as infraestruturas de hidrogénio, tornando-o uma solução chave para alcançar os objetivos de descarbonização e reduzir os custos associados à transição energética (Hydrogen Council, 2023).

## **2.7.1 Tecnologias de Produção**

Para produzir hidrogénio, é necessário separá-lo dos outros elementos nas moléculas onde se encontra. O hidrogénio pode ser produzido a partir de diversas fontes e de diferentes maneiras, dependendo da sua utilização como combustível. Os métodos mais comuns para a produção de hidrogénio são a reforma a vapor, gaseificação e a eletrólise da água (EIA, 2023a)

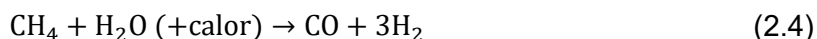
### **2.7.1.1 Tecnologia de reforma a vapor**

A reforma a vapor (SMR – Steam Methane Reforming), responsável por cerca de 76 % da produção mundial de hidrogénio, envolve a reação do metano com vapor de água a altas temperaturas para produzir hidrogénio e dióxido de carbono, contribuindo para a emissão de gases com efeitos estufa.

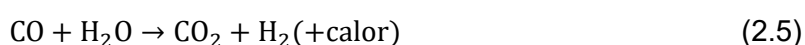
A SMR foi implementada pela primeira vez na indústria na década de 1930 nos Estados Unidos, onde o metano estava altamente disponível. O gás natural provou ser a matéria-prima mais adequada para a reforma a vapor devido à sua elevada disponibilidade, facilidade de transporte e maior homogeneidade de composição em comparação com outros combustíveis fósseis. Este método envolve a reação do metano com vapor a

altas temperaturas, tipicamente entre 700°C e 1000°C, sob pressões que variam de 5 a 20 bar, dependendo dos catalisadores e reatores utilizados. Esse processo é endotérmico – isto é, o calor deve ser fornecido ao processo para que a reação continue (DOE, 2020).

A reação principal é a representada na equação 2.4:



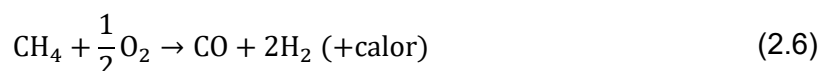
Posteriormente, no que é chamado de “reação de deslocamento gás-água” (Equação 2.5), o monóxido de carbono e o vapor reagem, usando um catalisador, para produzir dióxido de carbono e mais hidrogénio.



Assim, o balanço final destas reações resulta em uma produção significativa de hidrogénio, com a liberação de dióxido de carbono como subproduto (DOE, 2020).

### **2.7.1.2 Tecnologia de oxidação parcial**

Na oxidação parcial, o metano e outros hidrocarbonetos presentes no gás natural reagem com uma quantidade limitada de oxigénio, o que impede a oxidação completa dos hidrocarbonetos em dióxido de carbono e água. Com uma quantidade inferior à estequiométrica de oxigénio, os produtos principais da reação são hidrogénio e monóxido de carbono, como mostra a equação 2.6. Posteriormente, numa reação de deslocamento gás-água (equação 2.5), o monóxido de carbono reage com vapor, formando dióxido de carbono e mais hidrogénio (DOE, 2020).



A oxidação parcial é um processo exotérmico, libertando calor, e é geralmente mais rápida do que a reforma a vapor, exigindo um reator menor. Contudo, este processo gera inicialmente menos hidrogénio por unidade de combustível do que a reforma a vapor (DOE, 2020).

### **2.7.1.3 Tecnologia de gaseificação**

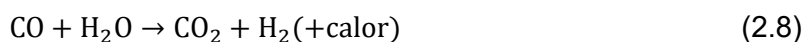
A gaseificação do carvão remonta a meados do século XIX, quando era utilizado para produzir “gás de cidade” para cozinhar, aquecer e iluminar locais – muitas das utilizações que o gás natural tem hoje. A gaseificação funciona através da mistura do carvão com oxigénio, ar ou vapor a temperaturas muito elevadas, sem deixar ocorrer

combustão (oxidação parcial). É um processo amplamente utilizado para converter carvão em gás de síntese (syngas), composto principalmente por monóxido de carbono (CO), hidrogénio (H<sub>2</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Este processo ocorre em várias etapas, envolvendo reações químicas específicas que permitem a conversão do carvão em gases utilizáveis.

O processo começa com a oxidação parcial do carvão. Nesta fase, o carvão é misturado com uma quantidade limitada de oxigénio, o que permite uma oxidação incompleta. Como resultado, forma-se monóxido de carbono e gera-se calor, que é essencial para as etapas subsequentes do processo (equação 2.7).



Depois da oxidação parcial, o carvão sólido reage com vapor de água numa etapa conhecida como gaseificação com vapor. Durante esta fase, o vapor de água reage com o carvão para formar mais monóxido de carbono e hidrogénio, ampliando a produção de gás de síntese (equação 2.8).



Uma etapa adicional envolve a reação de Boudouard, na qual o dióxido de carbono presente reage com o carbono remanescente, produzindo mais monóxido de carbono. Esta reação aumenta ainda mais a quantidade de monóxido de carbono no gás de síntese (equação 2.9).



Finalmente, ocorre a reação de deslocamento gás-água (equação 2.5). Nesta etapa, o monóxido de carbono (CO) reage com vapor de água, produzindo dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e hidrogénio (H<sub>2</sub>). Esta reação é crucial para aumentar a quantidade de hidrogénio no gás de síntese e, simultaneamente, remover parte do monóxido de carbono.

Após estas reações, o gás de síntese é purificado, removendo-se impurezas como enxofre, mercúrio e partículas sólidas. O resultado é um gás composto principalmente por hidrogénio e dióxido de carbono, que pode ser utilizado na produção de eletricidade, combustíveis limpos e outros produtos químicos de alto valor acrescentado (Dai et al., 2023)

### 2.7.1.4 Tecnologia de eletrólise da água

Ao passar corrente elétrica por água num eletrolisador, esta decompõe-se nos seus elementos constituintes: oxigénio e hidrogénio. O hidrogénio pode ser produzido através de eletrólise usando uma configuração fora da rede (*off-grid*) ou ligada à rede (*on-grid*) (Terlouw et al., 2022). Na configuração fora da rede, também conhecida como configuração co-localizada, é utilizada exclusivamente eletricidade gerada no local, sem ligação à rede elétrica. Dependendo da fonte de energia local, o hidrogénio produzido pode ser classificado como renovável, de baixo carbono ou gerado por combustíveis fósseis. Embora esta abordagem garanta que a eletricidade utilizada seja 100% renovável, limita a operação aos períodos de produção de eletricidade renovável ou exige armazenamento adicional de eletricidade.

Quando a eletricidade é fornecida pela rede, garantir a sua natureza renovável é mais complicado, pois a rede utiliza uma mistura de fontes renováveis, nucleares e fósseis. É necessário definir critérios para considerar a eletricidade usada como renovável. Um critério de adicionalidade pode garantir que apenas a nova capacidade de geração renovável seja utilizada. Critérios de correlação temporal e geográfica podem assegurar o fluxo físico de eletricidade renovável para o eletrolisador, evitando a ativação de centrais a combustíveis fósseis para atender à procura de eletricidade para a eletrólise (Gregor, 2023).

Para uma política de fornecimento de energia renovável pela rede, os critérios a considerar incluem:

- **Origem (adicionalidade):** Uso da mistura existente na rede ou construção de capacidade adicional renovável;
- **Correlação temporal (simultaneidade):** Equilíbrio entre a geração de eletricidade renovável e o seu uso para eletrólise, variando de intervalos de 15 minutos a anuais;
- **Correlação geográfica:** Localização do eletrolisador e da central de energia renovável na mesma área ou em áreas diferentes.

Estas escolhas impactam os custos capitais (CAPEX) e operacionais (OPEX) da produção de hidrogénio renovável, restringindo a flexibilidade e a utilização da capacidade. Para facilitar o aumento da produção de hidrogénio renovável e incentivar o investimento inicial, os critérios podem ser menos apertados nas fases iniciais, quando os volumes de produção ainda são baixos (Gregor, 2023).

O processo de eletrólise da água, fundamental para a produção de hidrogénio, é composto por duas semi-reações: a reação de evolução de hidrogénio (HER), que ocorre no cátodo, e a reação de evolução de oxigénio (OER), que ocorre no ânodo (Wang et al., 2021). Existem quatro principais tecnologias de eletrólise (Thyssenkrupp Nucera, 2024):

- a eletrólise da água alcalina (AWE);
- a eletrólise por membrana permutadora de prótons (PEM);
- a célula de eletrólise de óxidos sólidos de óxido sólido (SOEC);
- a eletrólise por membrana permutadora de aniões (AEM).

Estas tecnologias possuem diferentes características em termos de eficiência, custo e maturidade, sendo todas baseadas nas reações HER e OER para a produção de hidrogénio e oxigénio a partir da água (Wang et al., 2021).

#### 2.7.1.4.1 Eletrólise de água alcalina

A tecnologia AWE (Figura 2.20) remonta aos primeiros tempos de industrialização devido à sua fiabilidade, baixo custo e simplicidade de operação. Contudo, o principal inconveniente é a necessidade de ocupar uma grande área de instalação, o que limita a sua aplicação em alguns cenários. O eletrólizador utiliza um eletrólito alcalino, uma membrana (geralmente de amianto), cátodo e ânodo (Kuckshinrichs et al., 2017).

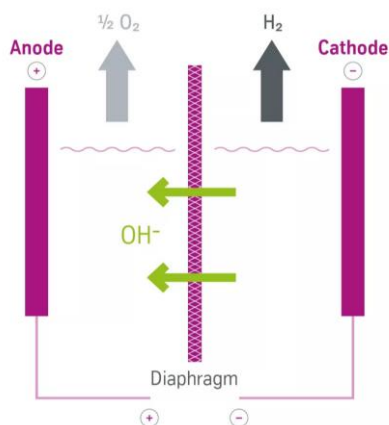


Figura 2.20 - Tecnologia de eletrólise da água AWE.

Fonte: Thyssenkrupp Nucera, 2024

No cátodo, os eletrões reagem com água, produzindo hidrogénio ( $H_2$ ) e os íões de hidróxido ( $OH^-$ ), como mostra a equação 2.10.



Os íões de hidrogénio reagem no ânodo e formam oxigénio (O<sub>2</sub>) e água (H<sub>2</sub>O) (equação 2.11):



#### 2.7.1.4.2 Eletrólise por membrana permutadora de protões

A tecnologia PEM (Figura 2.21) é conhecida pela sua elevada eficiência de conversão e fácil integração com fontes de energia renovável, como a energia eólica e solar. No entanto, esta tecnologia é muito cara, em grande parte devido ao preço elevado dos catalisadores, como o irídio e a platina, usados no ânodo e no cátodo. Esta é uma das principais razões pela qual a PEM ainda não é amplamente aplicada em larga escala. Contudo, as pequenas dimensões das células de eletrólise PEM permitem uma combinação eficaz com fontes de energia renovável intermitente, tornando-a uma opção promissora para o futuro à medida que a redução de custos avança (Arunachalam & Han, 2024).

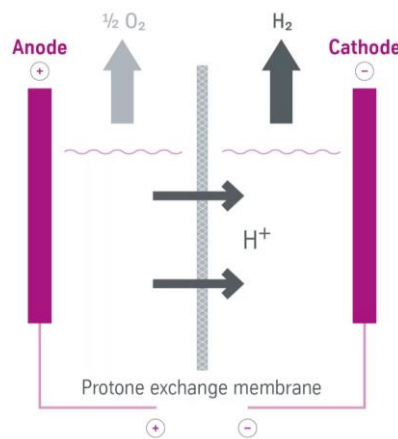


Figura 2.21 - Tecnologia de eletrólise da água PEM.

Fonte: Tyssenkrupp Nucera, 2024

O processo ocorre com o fornecimento de água no ânodo. Com a libertação de eletrões (e<sup>-</sup>), a água é oxidada para o oxigénio (O<sub>2</sub>) e protões de hidrogénio (H<sup>+</sup>) no ânodo (equação 2.12).



Os protões de hidrogénio passam pela membrana até ao cátodo. O hidrogénio (H<sub>2</sub>) é reduzido no cátodo quando reage com eletrões (e<sup>-</sup>) (equação 2.13).



### 2.7.1.4.3 Célula de eletrólise de óxidos sólidos de óxido sólido

A tecnologia SOEC (Figura 2.22) opera a temperaturas muito elevadas, entre 500°C e 1000°C, o que coloca grandes exigências nos materiais utilizados. O cátodo normalmente é feito de um cermet poroso à base de níquel, enquanto o ânodo é composto por um óxido de perovskite, frequentemente dopado com elementos de terras raras para melhorar a sua estabilidade e condutividade. O eletrólito é cerâmico e funciona como um condutor de iões de oxigénio ( $O^{2-}$ ). Devido a essas condições severas, a SOEC requer materiais de alta qualidade que possam suportar a operação prolongada em altas temperaturas e minimizar a degradação durante o uso (Wolf et al., 2023).

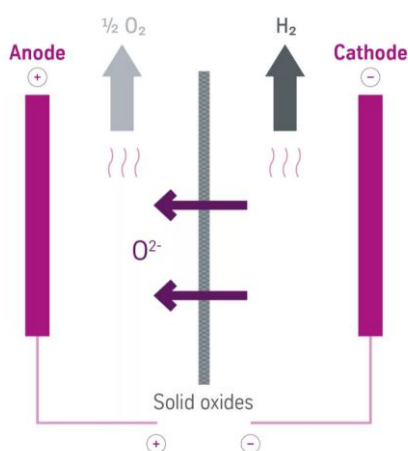


Figura 2.22 - Tecnologia de eletrólise da água SOEC.

Fonte: Tyssenkrupp Nucera, 2024

Neste processo o vapor de água é alimentado no cátodo (equação 2.14). Quando é aplicada uma corrente elétrica, o vapor é reduzido para formar iões de hidrogénio e oxigénio.



Enquanto o hidrogénio deixa a célula no cátodo, o eletrólito permite o transporte de iões de oxigénio ( $O^{2-}$ ) do cátodo para o ânodo. No ânodo, ocorre a oxidação (equação 2.15). Os iões de oxigénio absorvem eletrões e formam oxigénio ( $O_2$ )



#### 2.7.1.4.4 Eletrólise por membrana permutadora de aniões

A tecnologia AEM (Figura 2.23) é uma tecnologia emergente que utiliza membranas de permuta aniónica, capazes de conduzir iões de hidróxido ( $\text{OH}^-$ ). Apesar de estar em fase inicial de investigação, apresenta um potencial promissor devido aos custos reduzidos em comparação com a PEM, já que não utiliza metais preciosos como catalisadores (Khataee et al., 2022).

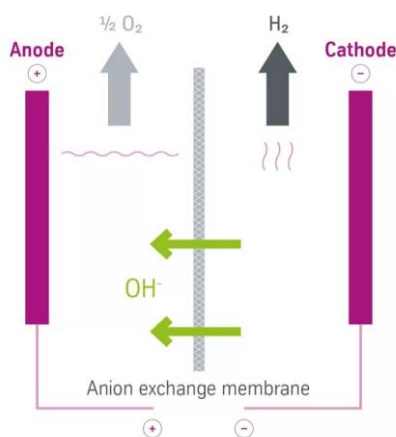


Figura 2.23 - Tecnologia de eletrólise da água AEM.

Fonte: Tyssenkrupp Nucera, 2024

No cátodo, a água é reduzida, produzindo hidrogénio ( $\text{H}_2$ ) e iões de hidróxido ( $\text{OH}^-$ ) (equação 2.16):



Enquanto o hidrogénio deixa a célula, os iões de hidróxido migram para o ânodo. No ânodo, iões de hidróxido e eletrões ( $\text{e}^-$ ) reagem ao oxigénio ( $\text{O}_2$ ) e à água ( $\text{H}_2\text{O}$ ) (equação 2.17).



## 2.7.2 Produção atual

De acordo com o último relatório da Agência Internacional para a Energia, a produção global de hidrogénio atingiu 97 Mt em 2023 (Figura 2.24) um incremento de 2,5 % face ao ano anterior (IEA, 2024).

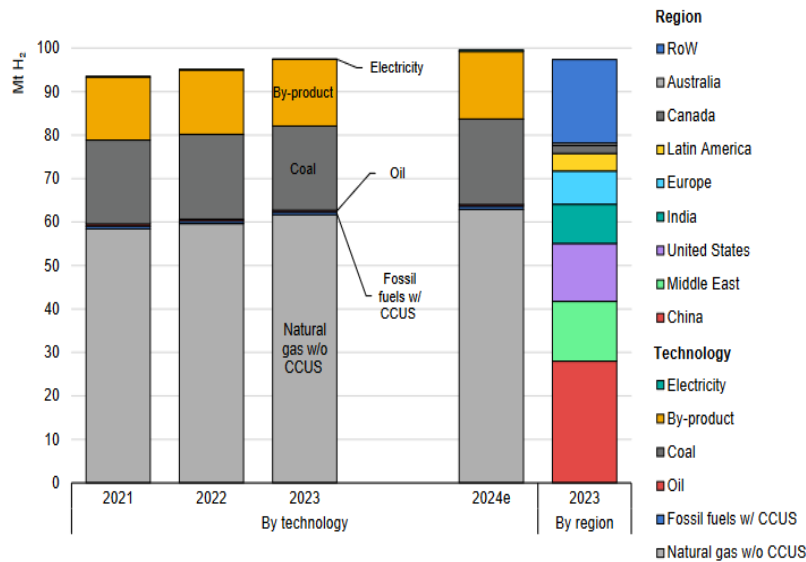


Figura 2.24 - Produção mundial de hidrogénio, em milhões de toneladas.

Fonte: IEA, 2024

A produção de hidrogénio em 2024 continua a ser dominada por combustíveis fósseis, com o gás natural a representar 47% da produção mundial, utilizando cerca de 205 bcm de gás, o que corresponde a 6% do consumo global. A China mantém-se como o maior produtor de hidrogénio a partir do carvão, representando 27% da produção global, utilizando 107 milhões de toneladas de carvão, equivalente a 2% do consumo mundial. Além disso, o hidrogénio produzido como subproduto nas refinarias e na indústria petroquímica representa 22% da produção mundial (IEA, 2024).

A dependência do gás natural e do carvão significa que a produção de hidrogénio atualmente gera emissões significativas de CO<sub>2</sub>: 10 toneladas de dióxido de carbono por tonelada de hidrogénio (tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub>) a partir do gás natural, 12 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> a partir de produtos petrolíferos e 19 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> a partir do carvão. A maior parte desse CO<sub>2</sub> é emitida para a atmosfera, embora, em plantas de amónia/ureia, os fluxos concentrados de CO<sub>2</sub> provenientes da SMR (cerca de 130 MtCO<sub>2</sub> por ano) sejam capturados e utilizados na produção de fertilizante de ureia (IEA, 2019).

O hidrogénio de baixas emissões teve apenas um papel marginal, com uma produção inferior a 1 Mt em 2023 (Figura 2.25). No entanto, a produção de hidrogénio renovável poderá atingir 49 Mt por ano até 2030, com base nos projetos anunciados (IEA, 2024).

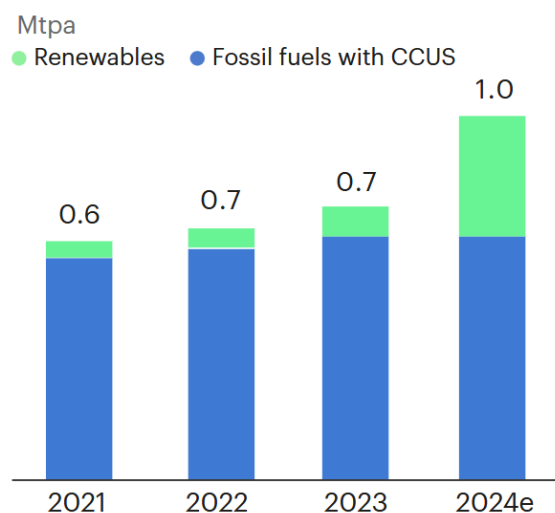


Figura 2.25 – Produção de hidrogénio renovável, em milhões de toneladas.

Fonte: IEA, 2024

O hidrogénio de baixas emissões de carbono corresponde atualmente a menos de 1% do hidrogénio produzido globalmente, sendo maior parte desse hidrogénio obtida utilizando técnicas de captura de carbono. Até o final de 2023, a capacidade instalada de eletrolisadores atingiu os 1,4 GW. Desta capacidade, cerca de 60% (Figura 2.26) utiliza a tecnologia de eletrólise de água alcalina e aproximadamente 22% utiliza a tecnologia de membrana de troca de protões (IEA, 2024).

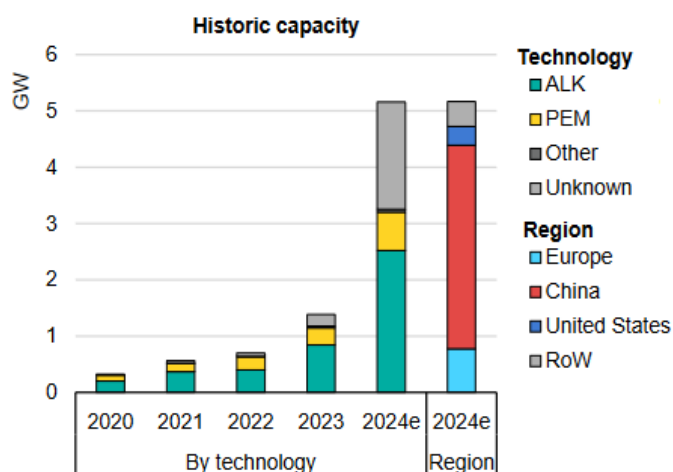


Figura 2.26 - Capacidade mundial instalada de eletrolisadores, em gigawatt.

Fonte: IEA, 2024

### 2.7.3 Custos de Produção

O custo de produção de hidrogénio varia consoante a tecnologia utilizada e o custo da fonte de energia, o que tende a diferir significativamente de uma região para outra. Antes da crise energética global provocada pela invasão da Ucrânia pela Rússia, o custo nivelado de produção de hidrogénio a partir de fontes fósseis sem controlo de emissões estava entre 1 e 3 \$/kg de H<sub>2</sub> (IEA, 2023a). A produção de hidrogénio utilizando combustíveis fósseis com CCUS manteve-se uma opção competitiva, com os custos projetados para 2030 a aproximarem-se de 2 \$/kg de H<sub>2</sub>, dependendo de uma implementação em grande escala e de políticas eficazes de preços de carbono. Em comparação, o custo da eletrólise com eletricidade de baixas emissões também poderá descer para aproximadamente 2 \$/kg de H<sub>2</sub> até 2030 (Figura 2.27) em regiões com bons recursos renováveis, embora em 2023 tenha variado entre 3 e 12 \$/kg de H<sub>2</sub> (IEA, 2024).

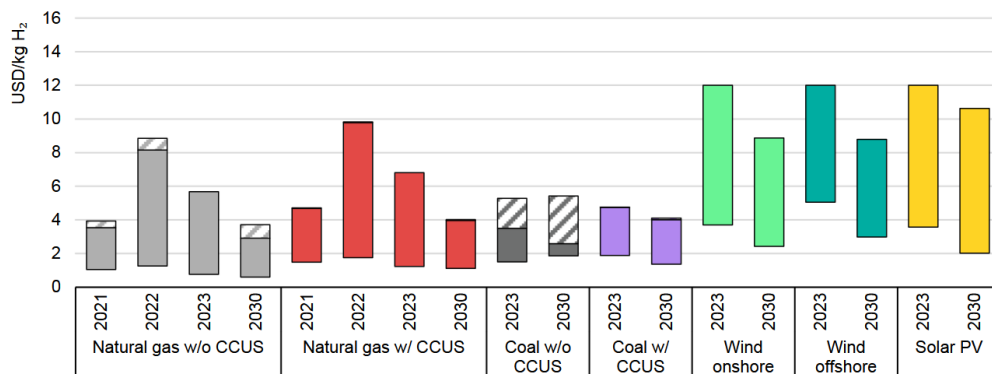


Figura 2.27 - Custo nivelado de produção de hidrogénio por tecnologia.

Fonte: IEA, 2024

Atualmente, o custo de produção de hidrogénio renovável pode ser até seis vezes superior ao do hidrogénio de origem fóssil, dependendo da localização. Embora se espere uma redução a médio prazo, este "prémio verde" impacta a competitividade económica em setores como o aço e a amónia, podendo ser repercutido ao consumidor final (IEA, 2024).

O custo do hidrogénio produzido por eletrólise é influenciado pelo custo de capital dos eletrolisadores e pelo custo da eletricidade usada para alimentar o eletrolisador. Entre 2021 e 2023 o custo dos eletrolisadores subiu 9% (Figura 2.28) devido ao aumento do custo dos materiais e da mão de obra. Graças às economias de escala e à inovação tecnológica, os custos de capital dos eletrolisadores deverão diminuir significativamente a curto prazo (IEA, 2023a). No final do ano de 2023, o custo CAPEX por kW já se cifrava nos 2450\$ para um eletrolisador PEM (IEA, 2024).

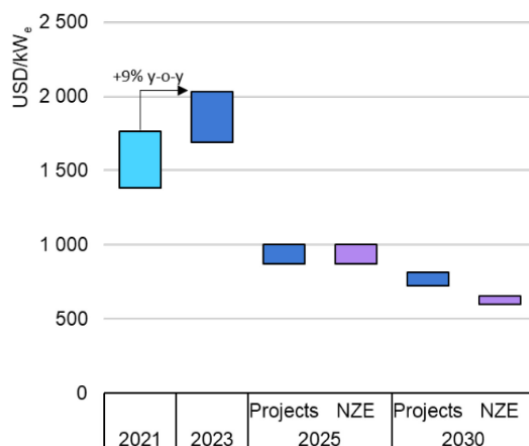


Figura 2.28 - Evolução do custo de um eletrolisador.

Fonte: IEA, 2023

Embora a eletrólise baseada em energia solar fotovoltaica possa tornar-se a forma mais barata de produzir hidrogénio, devido à redução no custo dos módulos solares em cerca de 80% na última década (Figura 2.29), locais com excelentes recursos eólicos (*offshore* ou *onshore*) também poderão ver uma queda significativa no custo nivelado de hidrogénio, atingindo valores abaixo de 2,1 \$/kg de H<sub>2</sub> na região noroeste da Europa e abaixo de 2,3 \$/kg de H<sub>2</sub> nos Estados Unidos (IEA, 2024).



Figura 2.29 - Custo dos painéis solares fotovoltaicos.

Fonte: Our World in Data, 2024

Os custos da eletricidade são uma parte significativa do custo de produção de hidrogénio por eletrólise, representando atualmente entre 25-45% do custo nivelado total para a eletricidade solar fotovoltaica. Com custos de eletricidade de 20 \$/MWh, o custo de produção de hidrogénio equivale a 1 \$/kg H<sub>2</sub>, sem incluir os custos de CAPEX e OPEX fixo do eletrolisador. Quando se incluem o CAPEX e o OPEX fixo, os custos de eletricidade teriam de ser ainda mais baixos para garantir a competitividade do hidrogénio verde face a outras fontes de energia.

Conforme ilustrado na Figura 2.30, o custo de produção de hidrogénio a partir de energia solar fotovoltaica em regiões com condições solares ideais poderia diminuir para 1,6 \$/kg H<sub>2</sub> até 2030, assumindo uma redução significativa nos custos de eletricidade para 13 \$/MWh, de acordo com o cenário NZE. No entanto, essa redução depende não apenas da queda dos preços da eletricidade renovável, mas também de avanços na eficiência dos eletrolisadores e da implementação de modelos de operação otimizados, como o uso de sistemas híbridos que combinem diferentes fontes renováveis. A possibilidade de integração direta da produção de hidrogénio em projetos de energia renovável pode ajudar a reduzir as perdas de conversão e melhorar a viabilidade económica da eletrólise em larga escala (IEA, 2023a).

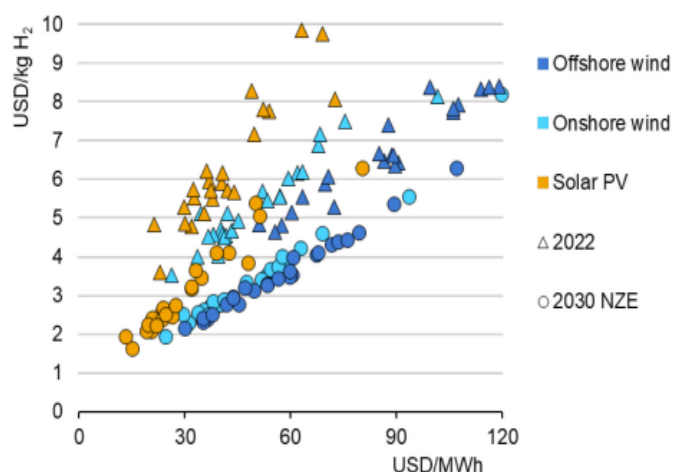


Figura 2.30 - Custo nivelado da produção de hidrogénio por energia renovável.

Fonte: IEA, 2023

A Figura 2.31 evidencia que os custos atuais da eletricidade para diferentes fontes de energia têm diminuído ao longo do tempo. Esta evolução dos custos é essencial para entender as dinâmicas do mercado energético e as oportunidades de redução de custos na produção de hidrogénio por eletrólise.

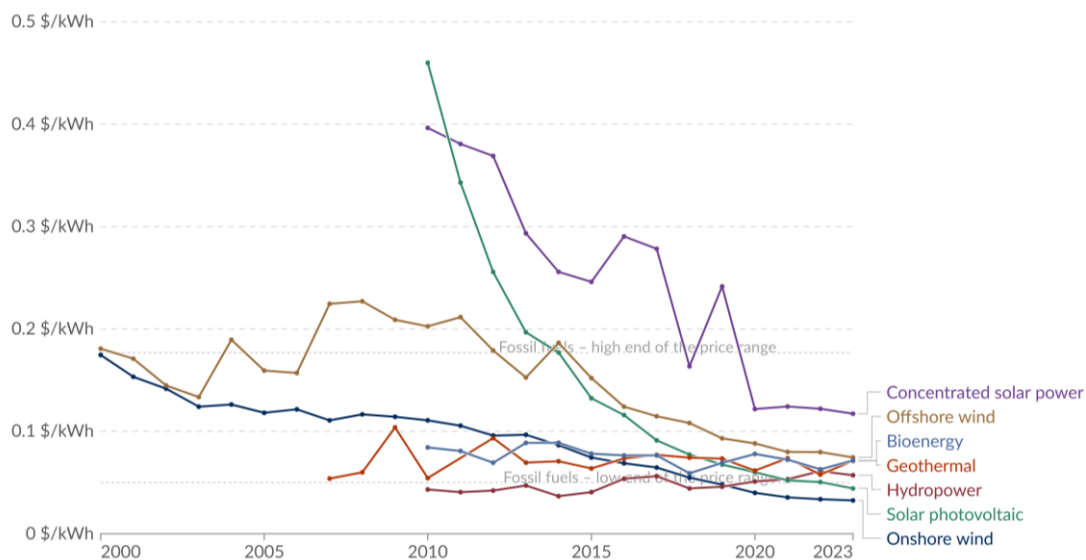


Figura 2.31 - Custo nivelado da energia por tecnologia.

Fonte: Our World in Data, 2023

Assim, o custo de produção do hidrogénio é influenciado por diversos fatores, nomeadamente a localização geográfica, a fonte de energia utilizada, os custos dessa energia e os custos dos eletrolisadores. Regiões com acesso a recursos renováveis, como energia solar ou eólica, tendem a apresentar custos mais baixos na produção de hidrogénio verde. Por outro lado, áreas com dependência de combustíveis fósseis ou com elevados custos de eletricidade enfrentam maiores desafios económicos, tornando a viabilidade do hidrogénio verde mais limitada sem apoios governamentais ou políticas de incentivo.

Outro fator relevante é o preço dos eletrolisadores, que convertem eletricidade em hidrogénio e representam uma parcela significativa do custo total. A redução dos custos de fabrico por kW, juntamente com o aproveitamento das economias de escala, tem ajudado a mitigar parte dos aumentos nos custos de mão de obra e materiais. No entanto, para que o hidrogénio verde se torne verdadeiramente competitivo, será essencial continuar a investir em inovação tecnológica e políticas de apoio (IEA, 2024).

## 2.8 Armazenamento/Distribuição

No segundo estágio, a cadeia de abastecimento de hidrogénio é dirigida ao armazenamento e consequente distribuição. Este, independentemente da fonte primária de energia utilizada, pode ser armazenado tanto à superfície como subterraneamente.

O armazenamento subterrâneo pode ser feito em cavernas de sal (Figura 2.32), aquíferos ou rochas porosas de difícil acesso. Embora atualmente não seja utilizado numa escala comercial, é ideal para o armazenamento de grandes quantidades de hidrogénio (Simon et al., 2015). O armazenamento subterrâneo de hidrogénio requer que um certo nível de pressão seja mantido nas cavidades para permitir a operabilidade na extração do gás (European Hydrogen Observatory, 2023).

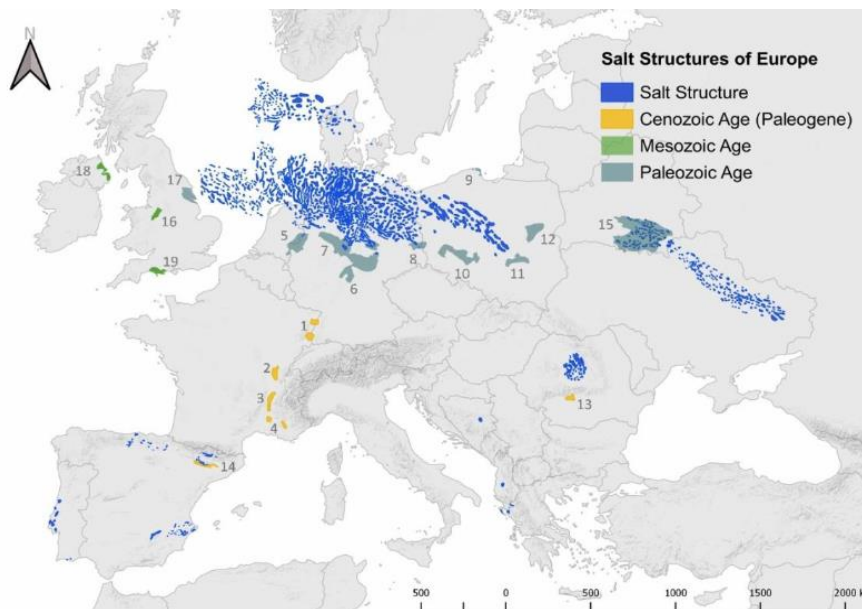


Figura 2.32 - Cavernas de sal na Europa.

Fonte: Caglayan et al., 2020

Armazenar hidrogénio em formações de reservatórios porosos, como reservatórios de gás esgotados, é considerado mais acessível do que a construção de novas cavernas de sal. No entanto, estas formações apresentam desafios adicionais, como perdas de hidrogénio devido a reações com micro-organismos e fluídos, o que pode aumentar os custos operacionais (Crotagino & Donadei, 2010).

Aquíferos de água são a opção de armazenamento geológico menos madura entre as três, e existem evidências contraditórias quanto à sua adequação (embora tenham sido usados anteriormente durante anos para armazenar gás de cidade com 50–60% de hidrogénio). Tal como acontece com os reservatórios de petróleo e gás, barreiras

naturais prendem a maior parte do hidrogénio nas profundezas subterrâneas (IEA, 2019).

Para que o hidrogénio desempenhe o seu papel na transição para um sistema energético de emissões líquidas zero, a ampliação da produção e do uso deverá ser acompanhada pelo desenvolvimento da infraestrutura necessária, incluindo capacidades de armazenamento em grande escala (Figura 2.33) que possam ajudar a lidar com a sazonalidade e potenciais interrupções no fornecimento.

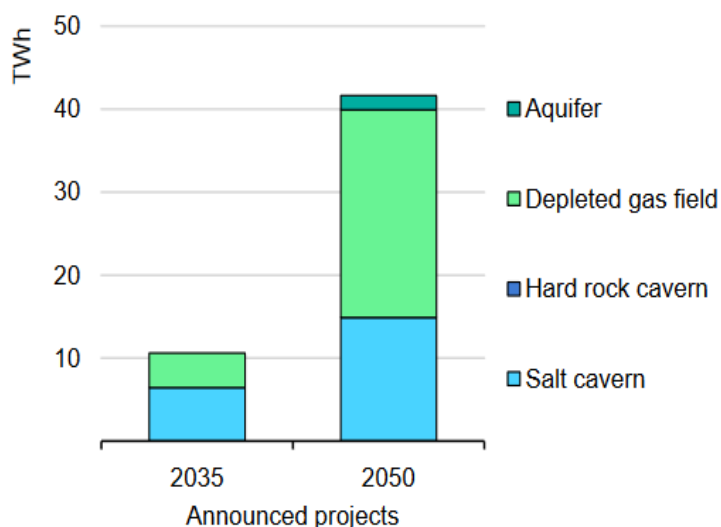


Figura 2.33 - Projetos anunciados de armazenamento geológico, em terawatt-hora.

Fonte: IEA, 2024

Embora o armazenamento geológico ofereça as melhores perspectivas para o armazenamento a longo prazo e em larga escala, a distribuição geográfica, o grande tamanho e os requisitos mínimos de pressão dos locais tornam-nos muito menos adequados para armazenamento a curto prazo e em menor escala (IEA, 2019).

À superfície, o hidrogénio pode ser armazenado em tanques metálicos de pequeno ou médio porte. Na forma gasosa, estes tanques devem ser mantidos a alta pressão (armazenamento comprimido), enquanto na forma líquida, o hidrogénio deve ser armazenado a temperaturas muito baixas (armazenamento criogénico). Estes métodos de armazenamento são atualmente os mais difundidos na indústria (European Hydrogen Observatory, 2023). No entanto, o hidrogénio comprimido (a 700 bar de pressão) tem apenas 15% da densidade energética da gasolina, o que significa que armazenar a mesma quantidade de energia numa estação de abastecimento de veículos exigiria quase sete vezes mais espaço. A amónia, por outro lado, tem uma maior densidade energética, o que reduziria a necessidade de tanques tão grandes, mas essas vantagens devem ser equilibradas contra as perdas de energia e o equipamento

necessário para a conversão e reconversão quando os usos finais requerem hidrogénio puro. O armazenamento de hidrogénio em materiais de estado sólido, como hidretos metálicos e químicos, está numa fase inicial de desenvolvimento, mas pode potencialmente permitir densidades ainda maiores de hidrogénio armazenado à pressão atmosférica (IEA, 2019).

A distribuição pode ser feita através das seguintes formas: gasoduto, navio ou camião. Por gasoduto, permite que o hidrogénio seja transportado na forma gasosa, sendo a solução mais económica dentro de certas distâncias. No entanto, esta opção depende de uma infraestrutura robusta (Figura 2.34), o que envolve desafios significativos em termos de custos iniciais e regulação de segurança, especialmente devido à natureza volátil do hidrogénio, que pode causar problemas como a fragilidade dos materiais dos gasodutos. A investigação atual concentra-se em melhorar a segurança e a sustentabilidade dos gasodutos, prevenindo riscos de fugas. Esta matéria torna-se ainda mais relevante devido às diferentes jurisdições, que carecem de ajustes legais e regulatórios entre as partes (European Hydrogen Observatory, 2023).

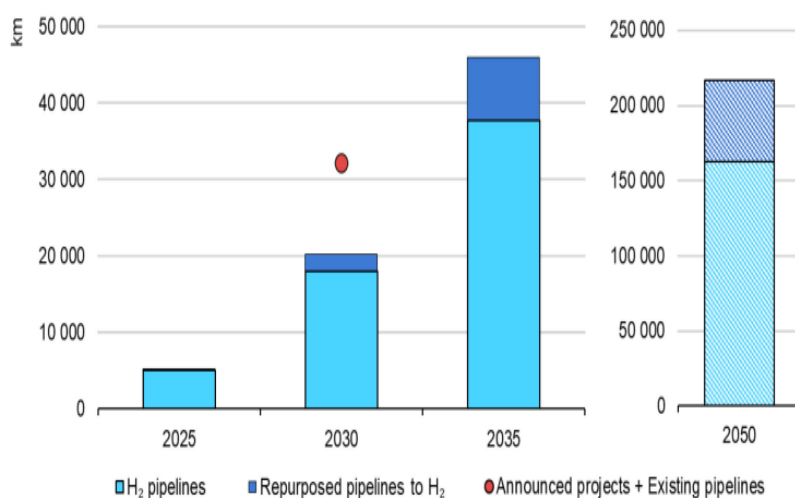


Figura 2.34 - Gasodutos preparados para transportar hidrogénio.

Fonte: IEA, 2023

A União Europeia está a fazer investimentos significativos no desenvolvimento da economia do hidrogénio, nomeadamente através da construção de infraestruturas dedicadas e da conversão da rede de gás natural para o transporte de hidrogénio (Notteboom & Haralambides, 2023).

O projeto *European Hydrogen Backbone* (EHB) é um dos exemplos mais ambiciosos deste esforço, com o objetivo de criar uma rede transfronteiriça de hidrogénio (Figura 2.35) que permitirá o transporte eficiente de hidrogénio entre os Estados-Membros da UE. Esta iniciativa visa, em última instância, facilitar a transição energética e promover a integração de hidrogénio verde em larga escala nas economias europeias. A expansão desta infraestrutura poderá reduzir a necessidade de importação de combustíveis fósseis, aumentando a resiliência energética da UE e reforçando a segurança do abastecimento (European Hydrogen Observatory, 2023).

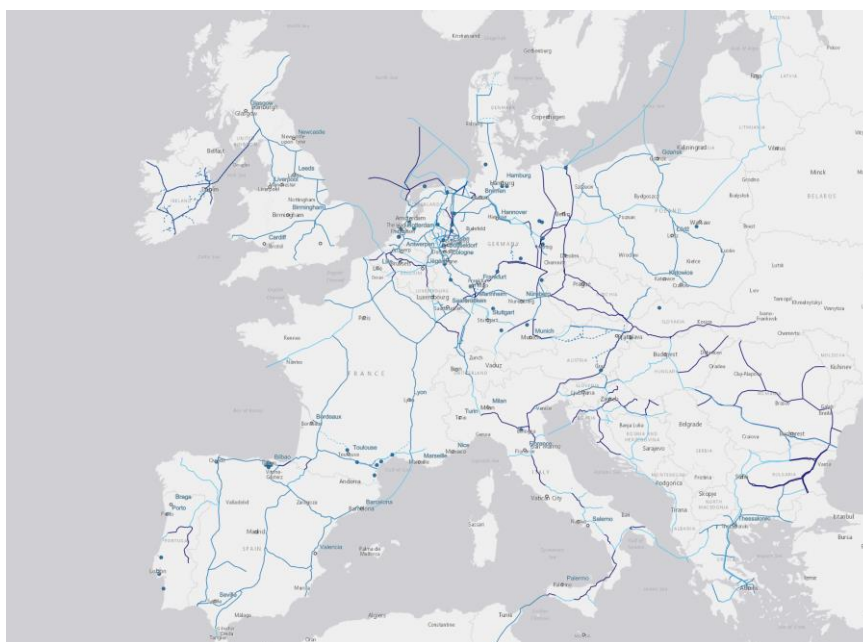


Figura 2.35 - Gasodutos preparados para transportar hidrogénio.

Fonte: European Hydrogen Backbone, 2024

O hidrogénio também pode ser transportado por navio nas formas líquida, gasosa ou sólida. Esta é a opção mais eficiente em termos de custos para o transporte de hidrogénio a longas distâncias, sendo especialmente relevante para países com elevado potencial de produção e limitada conectividade por gasoduto. Embora atualmente não seja realizado em escala comercial, é provável que as moléculas de hidrogénio sejam convertidas em formas líquidas móveis (como amoníaco, metanol, LOHC ou hidrogénio líquido) e transportadas em navios-tanque dedicados. No entanto, esta forma de distribuição por navio implica perdas significativas de energia devido à conversão das moléculas e à potencial reconversão. Assim, o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes de liquefação e reconversão será essencial para viabilizar economicamente esta solução (European Hydrogen Observatory, 2023).

Este transporte desafia os portos que atualmente são *hubs* energéticos, onde armazenam carvão, petróleo e LNG, a prepararem-se para um futuro com menor dependência das atividades relacionadas com combustíveis fósseis e promovendo a produção, manuseio e armazenamento de energias renováveis, entre as quais o hidrogénio verde (Figura 2.36). Isto poderá ter implicações significativas para os portos. Espera-se que o hidrogénio verde assuma um papel de destaque no novo cenário energético emergente nos portos (Notteboom & Haralambides, 2023).

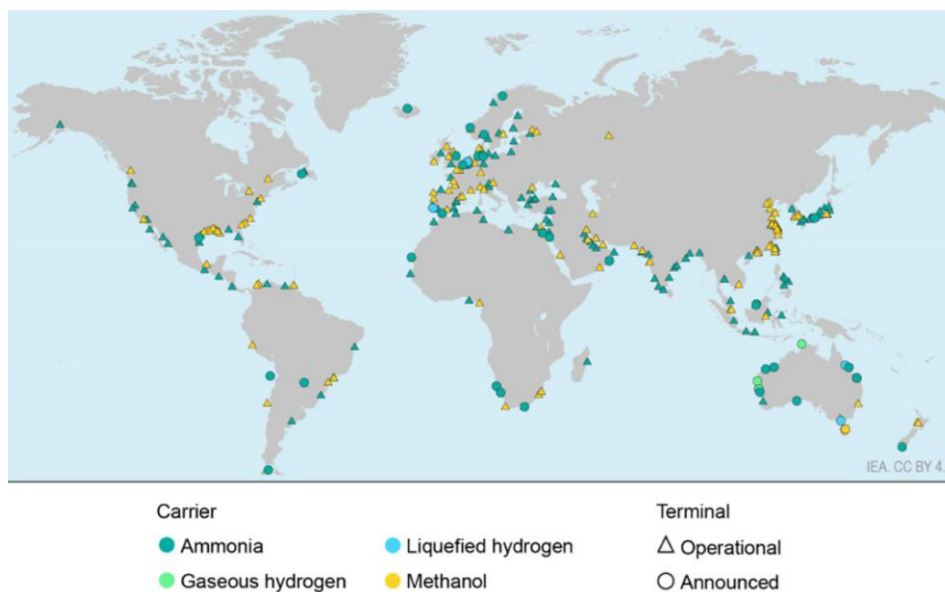


Figura 2.36 - Infraestrutura portuária para comércio/armazenamento de hidrogénio.

Fonte: IEA, 2023

A distribuição por camiã permite que o hidrogénio seja transportado nas formas líquida, gasosa ou sólida por via rodoviária. Este transporte é realizado em grandes cilindros acoplados aos camiões, sendo que o hidrogénio é mantido em condições de baixa temperatura (no caso do hidrogénio líquido) ou de alta pressão (para o hidrogénio gasoso). Atualmente, esta é uma das formas mais comuns de transporte de hidrogénio, utilizada sobretudo em distâncias curtas e médias, antes que infraestruturas mais robustas, como gasodutos dedicados, sejam amplamente implementadas (European Hydrogen Observatory, 2023).

### 2.8.1 Custos de armazenamento/distribuição

Os diferentes transportadores de hidrogénio e os modos de transporte têm custos muito diferentes de conversão, transmissão, distribuição, armazenamento e reconversão. Embora uma opção possa ser mais barata para uma parte específica da cadeia de valor, isso pode ser compensado por custos mais altos noutra parte da cadeia. As várias tecnologias envolvidas também estão em diferentes graus de maturidade e, portanto,

apresentam potenciais de redução de custos muito diferentes no futuro. Pode haver espaço para sinergias entre energia, calor e requisitos de armazenamento (IEA, 2019).

Os custos de armazenamento de hidrogénio em cavernas de sal podem variar significativamente, dependendo de diversos fatores, como a necessidade de construir novas cavernas ou aproveitar cavernas existentes. A construção de uma nova caverna envolve um processo complexo e dispendioso de lixiviação, onde a água é injetada para dissolver o sal, criando um espaço vazio para o armazenamento do hidrogénio. Este processo pode custar entre 20 e 75 milhões de euros por caverna, dependendo do seu tamanho e profundidade, assim como da proximidade a zonas costeiras, que facilitam a eliminação da salmoura resultante do processo (Klaas, 2024). Se forem usadas cavernas existentes, como as anteriormente utilizadas para o armazenamento de gás natural, os custos podem ser significativamente reduzidos, uma vez que apenas seriam necessárias modificações nas infraestruturas e adaptações específicas para o hidrogénio (IEA, 2019).

Além disso, os custos operacionais e os chamados LCOS também variam conforme a utilização da caverna. Estes custos podem variar entre 0,66 €/kg e 1,75 €/kg de hidrogénio armazenado, influenciados pela quantidade de ciclos de carga e descarga por ano (Figura 2.37). Cavernas com maior capacidade e mais ciclos anuais tendem a ter custos de armazenamento mais baixos (Klaas, 2024).

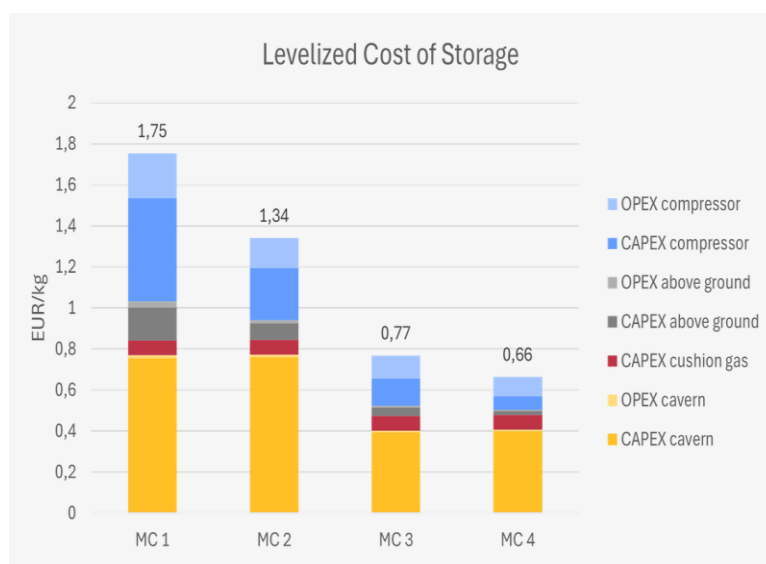


Figura 2.37 - Custo de armazenamento de hidrogénio em cavernas de sal.

Fonte: Klaas, 2024

Portanto, o investimento total no armazenamento de hidrogénio em cavernas de sal depende de uma combinação de fatores, desde a necessidade de construção até à

eficiência operacional e ao número de vezes que o hidrogénio é injetado e retirado da caverna ao longo do ano.

O armazenamento de hidrogénio em tanques à superfície varia em termos de custos, dependendo da tecnologia utilizada. Para tanques de hidrogénio comprimido a 700 bar (CGH<sub>2</sub>), o LCOS pode chegar a cerca de 1,50 £/kg de hidrogénio, considerando 120 ciclos por ano. Em comparação, o armazenamento em tanques criogénicos para hidrogénio liquefeito (LH<sub>2</sub>), com 52 ciclos por ano, pode atingir aproximadamente 1,80 £/kg (Figura 2.38). Estes custos incluem a energia necessária para a compressão e liquefação do hidrogénio, bem como os custos de manutenção das infraestruturas. Embora os tanques criogénicos apresentem custos mais elevados devido à necessidade de manter o hidrogénio a temperaturas extremamente baixas, eles permitem armazenar mais energia por unidade de volume em comparação com o hidrogénio comprimido, tornando-se uma opção vantajosa para aplicações de larga escala e a longo prazo (DESNZ, 2023).

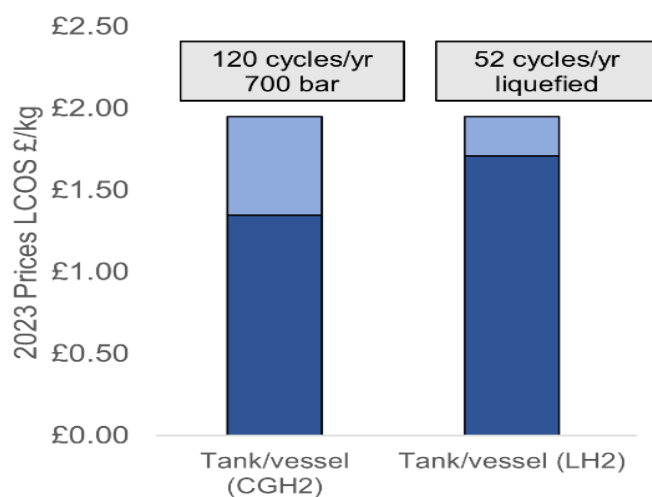


Figura 2.38 - Custo de armazenamento de hidrogénio em tanques à superfície.

Fonte: DESNZ, 2023

O custo global de distribuição de hidrogénio depende da infraestrutura disponível nos países exportadores e importadores, das distâncias de transmissão, do estado físico do hidrogénio (gasoso ou convertido), do método de transporte e da procura final. A disponibilidade de gasodutos adaptados pode reduzir os custos, enquanto o transporte marítimo ou novas infraestruturas podem torná-lo mais dispendioso.

As pipelines são amplamente consideradas a opção mais eficiente para o transporte de hidrogénio gasoso e a alternativa mais económica para distâncias inferiores a aproximadamente 3.500 km (Figura 2.39) (IEA, 2019). Para distâncias superiores, os gasodutos de amoníaco apresentam-se como uma opção mais vantajosa em termos de custos. Em regiões onde já existem redes de pipelines de gás natural, a adaptação dessas infraestruturas para o transporte de hidrogénio (*retrofitting*) pode ser uma solução viável e mais económica, podendo resultar em custos bastante reduzidos para distâncias até cerca de 500 km (Hydrogen Council, 2021).

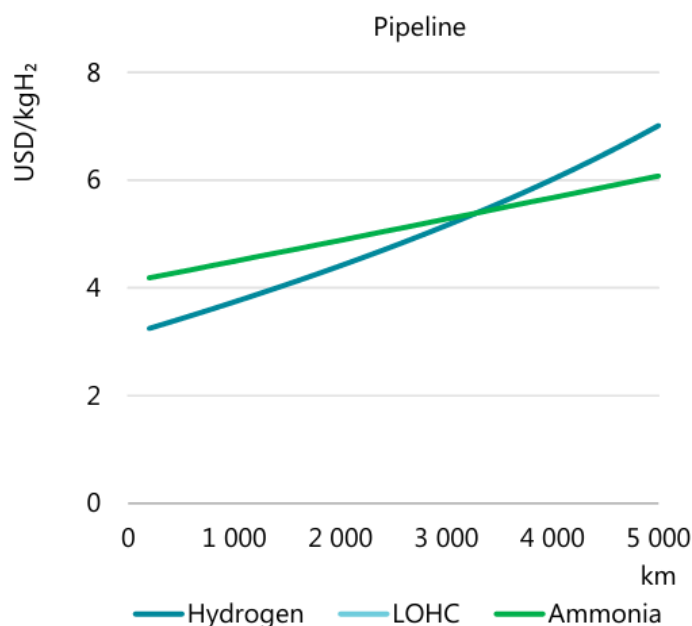


Figura 2.39 - Custo de transporte de hidrogénio em pipeline.

Fonte: IEA, 2019

O transporte de hidrogénio por navio é particularmente eficaz para grandes distâncias, sendo especialmente vantajoso quando convertido em amoníaco ou LOHC. Estas formas permitem um manuseamento mais seguro e uma maior densidade energética, facilitando o armazenamento e o transporte a nível global. Embora a conversão e reconversão adicionem custos e impliquem perdas energéticas, estas soluções minimizam os desafios associados ao transporte de hidrogénio na sua forma gasosa, como a necessidade de elevadas pressões ou temperaturas extremamente baixas no caso da liquefação. Assim, o transporte marítimo de hidrogénio convertido pode tornar-se uma alternativa viável para regiões com elevado potencial de produção, mas afastadas dos principais centros de consumo, contribuindo para o desenvolvimento de um mercado global de hidrogénio em larga escala (IEA, 2019).

A reconversão de amoníaco para hidrogénio puro é um processo caro e com elevado consumo de energia. Portanto, se o amoníaco puder ser utilizado na sua forma original, sem a necessidade de reconversão, há uma redução significativa nos custos totais da cadeia de abastecimento de hidrogénio (Figura 2.40). Evitar esta etapa de reconversão elimina custos e complexidade, tornando o transporte e utilização do amoníaco uma solução mais eficiente e económica para certas aplicações industriais (Hydrogen Council, 2021).

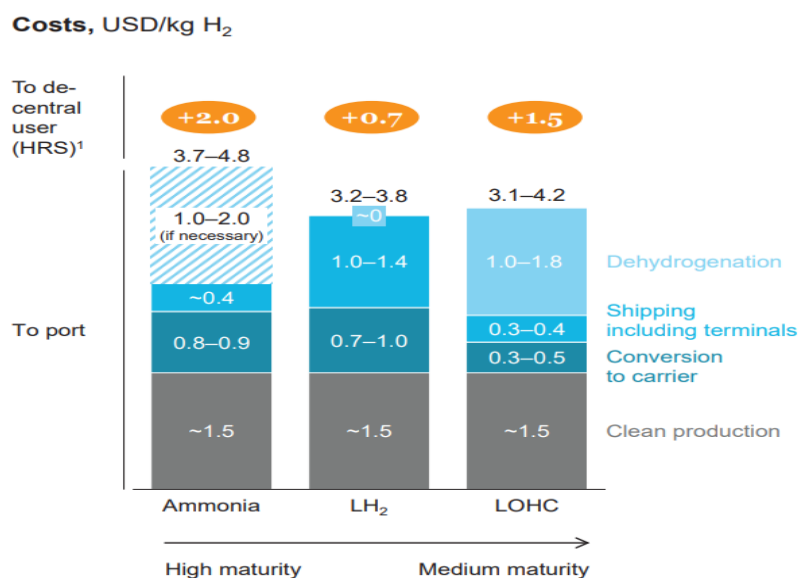


Figura 2.40 - Comparação de custos de reconversão do amoníaco.

Fonte: Hydrogen Council, 2021

Quando a produção e distribuição de hidrogénio se encontram a uma distância significativa, os custos associados aumentam consideravelmente. Por isso, a localização estratégica das instalações de produção junto à costa, especialmente perto de portos, pode reduzir substancialmente os custos de transporte para mercados distantes que necessitam de hidrogénio. Ao minimizar a distância entre a produção e os portos, reduzem-se os custos logísticos associados ao transporte rodoviário e gasodutos terrestres, tornando a exportação mais competitiva. Além disso, a proximidade das infraestruturas portuárias facilita a integração com cadeias globais de abastecimento, permitindo que o hidrogénio seja transportado de forma mais eficiente sob diferentes formas, como amoníaco ou LOHC, otimizando a viabilidade económica da sua comercialização em larga escala (Collis & Schomäcker, 2022).

Para curtas distâncias o camião é a opção mais comum principalmente quando o volume de hidrogénio não justifica a construção de pipelines ou o uso de transporte marítimo, sendo especialmente utilizado no transporte local ou regional (Figura 2.41).

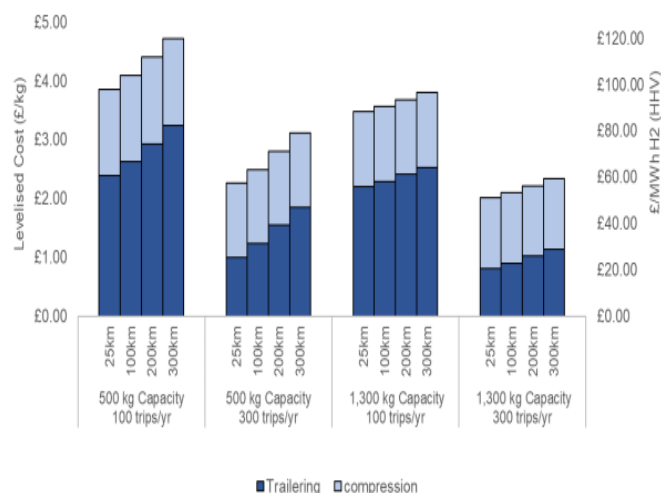


Figura 2.41 - Custo de transporte de hidrogénio em camiões.

Fonte: DESNZ, 2023

Assim, à medida que aumenta a capacidade de carga (de 500kg para 1300kg) e a frequência das viagens (de 100 para 300 viagens por ano), o custo do hidrogénio diminui de forma significativa. Isto acontece porque os custos fixos associados ao transporte e à compressão do hidrogénio são distribuídos por uma maior quantidade de hidrogénio e um maior número de viagens, o que permite uma melhor otimização dos custos. Em termos práticos, transportar uma carga maior com maior frequência reduz o custo por unidade de hidrogénio entregue. Desta forma, a eficiência no transporte é melhorada, o que se reflete numa redução dos custos totais (DESNZ, 2023).

## 2.9 Consumo final

A última etapa da cadeia de valor do hidrogénio refere-se ao consumo final. Esta fase tem um papel essencial na transição para uma economia de baixo carbono, uma vez que o hidrogénio oferece uma solução versátil que pode ser integrada em vários contextos, desde a alimentação de veículos a células de combustível, até ao fornecimento de energia para edifícios e o setor energético. Embora o hidrogénio tenha grande potencial para diversificar a matriz energética e reduzir emissões, o seu uso enfrenta concorrência de outras tecnologias de energia limpa que se tornaram mais eficientes e acessíveis, especialmente aquelas que utilizam diretamente a eletricidade. Por isso, o futuro do hidrogénio depende não apenas da sua aplicação em setores com desafios técnicos e económicos, mas também da sua capacidade de se integrar em

redes energéticas diversificadas e complementares. Desta forma, o hidrogénio pode desempenhar um papel prioritário na descarbonização de setores difíceis de eletrificar (Figura 2.42), enquanto colabora com outras soluções energéticas sustentáveis (IEA, 2019).

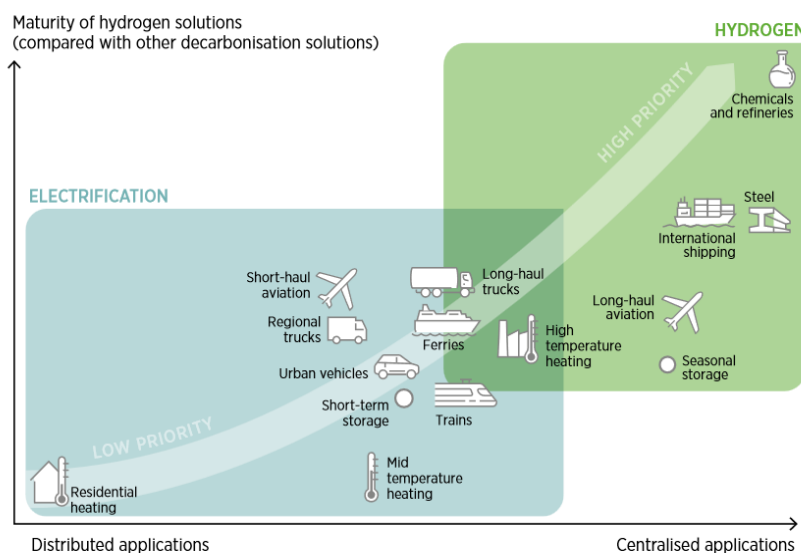


Figura 2.42 - Políticas prioritárias para implementação do hidrogénio.

Fonte: IRENA, 2022

À medida que nos movemos para aplicações mais centralizadas, o hidrogénio assume maior relevância. A Figura 2.42 destaca a alta prioridade do hidrogénio para setores como químicos e refinarias, produção de aço, aviação de longo curso, navegação internacional e armazenamento sazonal de energia. Nestes casos, o hidrogénio surge como uma alternativa essencial onde a eletrificação direta não é tão eficaz ou viável, seja devido às elevadas necessidades energéticas, aos requisitos técnicos específicos ou à falta de infraestruturas adequadas para eletrificação. Além disso, a capacidade do hidrogénio de atuar como um vetor energético de longa duração reforça o seu papel no equilíbrio da oferta e da procura de energia renovável, garantindo maior estabilidade no abastecimento e uma melhor integração de fontes intermitentes como a solar e a eólica (IRENA, 2022b).

### 2.9.1 Produção de Eletricidade: Power-to-Power (P2P)

O conceito de P2P refere-se a um ciclo de armazenamento de energia no qual a eletricidade proveniente de fontes renováveis, como a solar e eólica, é utilizada para produzir hidrogénio por meio de eletrólise. Este hidrogénio é então armazenado e reconvertido em eletricidade quando há uma necessidade de preencher lacunas na geração de energia. O objetivo principal do P2P é garantir uma maior flexibilidade na rede elétrica, permitindo o uso eficiente do excedente de produção renovável e assegurando a disponibilidade de energia durante períodos de menor produção (Figura 2.43) (Escamilla et al., 2023).

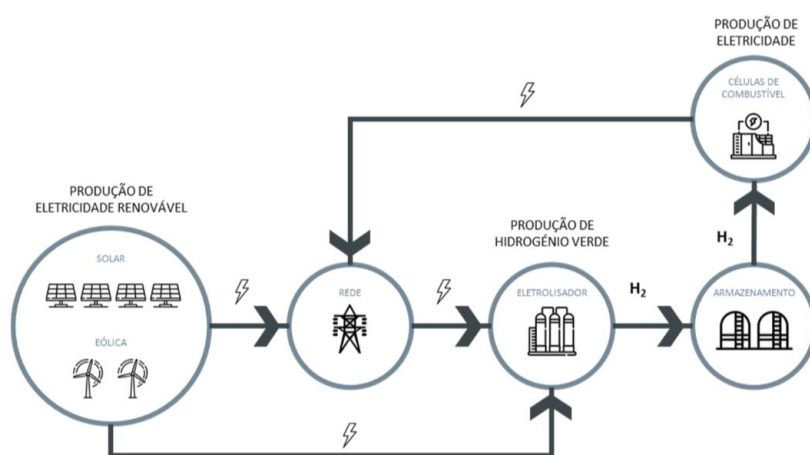


Figura 2.43 - Esquema genérico da cadeia de valor P2P

Fonte: Presidência do Conselho de Ministros, 2020

Em Portugal, há projetos em andamento que utilizam hidrogénio verde para co-combustão com gás natural em centrais termoelétricas, como a do Ribatejo e a da Tapada do Outeiro. Esta abordagem permite reduzir progressivamente as emissões de carbono, enquanto se aproveitam infraestruturas energéticas existentes para facilitar a transição para fontes mais sustentáveis. Um dos projetos em desenvolvimento é o Behyond, que tem como objetivo produzir hidrogénio verde a partir de energia eólica offshore, utilizando eletrólise como processo de conversão. Coordenado pela EDP NEW R&D, este projeto conta com a parceria de várias entidades, incluindo a TechnipFMC, o CEiiA, o WavEC-Offshore Renewables e a University of South-Eastern Norway. A iniciativa pretende aproveitar os recursos eólicos marítimos do país para gerar hidrogénio de forma eficiente e em larga escala. Caso seja bem-sucedido, poderá contribuir para a diversificação da matriz energética nacional e posicionar Portugal como um exportador estratégico de hidrogénio renovável para outros mercados europeus.

## 2.9.2 Soluções de Mobilidade: Power-to-Mobility (P2M)

A cadeia de valor dirigida para a mobilidade e transporte (Figura 2.44) é designada por P2M (Power-to-Mobility) que a partir de uma configuração de base assume duas variantes principais: a P2M que inclui pilhas de combustível móveis e a P2Ms que inclui pilhas de combustível estacionárias.

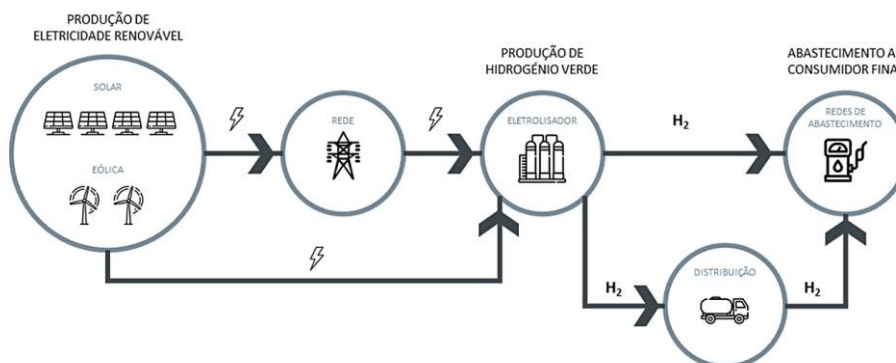


Figura 2.44 - Esquema genérico da cadeia de valor P2M.

Fonte: Presidência do Conselho de Ministros, 2020

As células de combustível movidas a hidrogénio são atraentes opções para o transporte rodoviário de mercadorias de longo curso (Figura 2.45). Isto ocorre porque as células de combustível fornecem atualmente autonomias mais longas e tempos de reabastecimento mais rápidos do que as baterias, minimizando a perda de tempo em viagens longas (IEA, 2024).

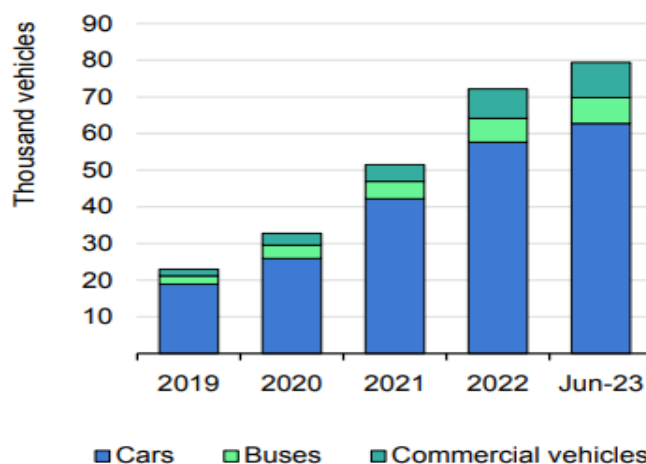


Figura 2.45 - Utilização de hidrogénio nos transportes.

Fonte: IEA, 2024

Para utilizar o hidrogénio na mobilidade é necessário considerar o abastecimento como um marco importante, pois este contribui para o aumento dos custos, emissões e

consumo energético. A disponibilidade de infraestruturas de transporte e de postos de abastecimento é também uma condição essencial (Figura 2.46).

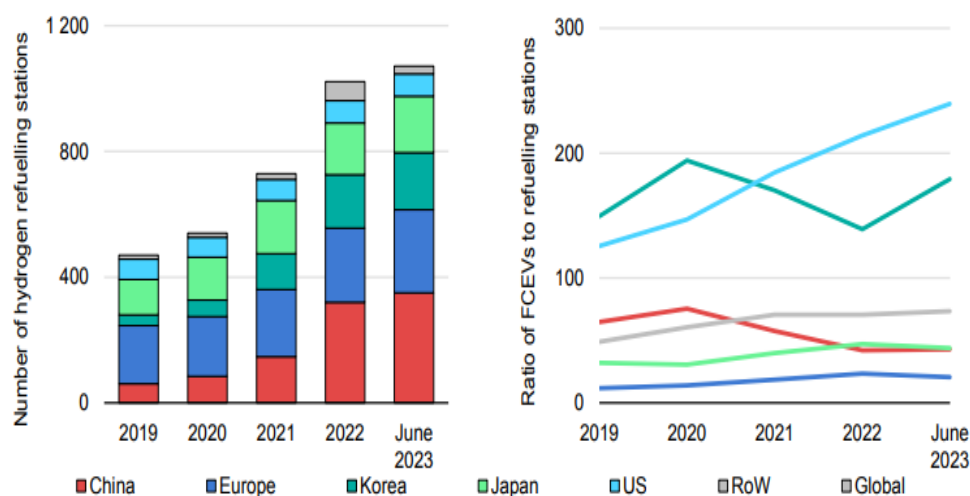


Figura 2.46 - Postos de abastecimento de hidrogénio.

Fonte: IEA, 2024

O hidrogénio e os combustíveis derivados do hidrogénio são também fundamentais na descarbonização de setores marítimo e da aviação. A União Europeia adotou uma nova regulamentação, o FuelEU Maritime, para aumentar o uso de combustíveis de baixo carbono no transporte marítimo, com incentivos especiais para combustíveis não biológicos, como os provenientes de hidrogénio de baixo carbono.

Os combustíveis sustentáveis para aviação (SAFs), incluindo combustíveis à base de hidrogénio de baixas emissões, como o querosene sintético, estão nos níveis mais altos de prontidão tecnológica em comparação com outras soluções potenciais para a descarbonização da aviação. O querosene sintético é um combustível “drop-in”, que pode substituir diretamente o combustível fóssil para aviões sem necessidade de alteração tecnológica. Isso pode facilitar a sua adoção, uma vez que as barreiras tecnológicas são pequenas e já existem alguns acordos de compra em vigor por parte de companhias aéreas (IEA, 2024).

### 2.9.3 Produção de Calor: Power-to-Gas (P2G)

A cadeia de valor Power-to-Gas (P2G) foca-se na descarbonização do sistema de gás natural, preservando a sua relevância num contexto de maior eletrificação. Esta abordagem proporciona uma solução para setores difíceis de eletrificar ao utilizar uma mistura de gases renováveis, como o hidrogénio e o metano, com o gás natural (Figura 2.47). A longo prazo, prevê-se que as redes de gás transportem predominantemente energia de fontes renováveis, eventualmente substituindo completamente os combustíveis fósseis.

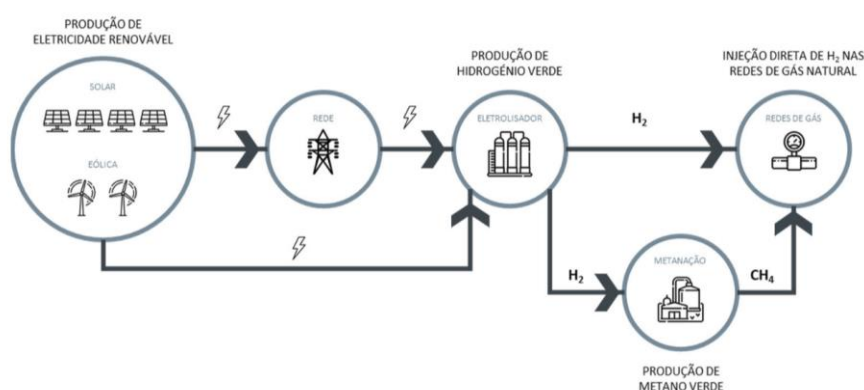


Figura 2.47 - Esquema genérico da cadeia de valor P2G.

Fonte: Presidência do Conselho de Ministros, 2020

Existem dois principais processos no P2G: Power-to-Hydrogen (P2H) e Power-to-Methane (P2Me). O P2H consiste na produção de hidrogénio através da eletrólise, um processo que utiliza eletricidade renovável para separar a água em hidrogénio e oxigénio. Já o P2Me envolve a conversão de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) ou monóxido de carbono (CO) em metano, utilizando hidrogénio renovável num processo conhecido como metanação.

A viabilidade de cada um destes processos depende de fatores como a disponibilidade de fontes de  $CO_2$ , a eficiência da conversão e a integração nas infraestruturas energéticas existentes. As limitações técnicas, como a percentagem de hidrogénio que pode ser injetada na rede de gás sem comprometer a segurança e a compatibilidade dos equipamentos, criam a necessidade de redes dedicadas para hidrogénio ou de combinações equilibradas de hidrogénio e metano. A evolução das infraestruturas e o desenvolvimento de novas regulamentações serão determinantes para a expansão destes modelos de conversão energética (Presidência do Conselho de Ministros, 2020a).

## 2.9.4 Aplicação na Indústria: Power-to Industry (P2I)

Na cadeia de valor do hidrogénio dirigida à produção de matérias-primas industriais identificam-se diferentes aplicações com níveis de maturidade tecnológica também diferenciados. Para além do seu uso energético, o hidrogénio é utilizado igualmente como matéria-prima na indústria (Figura 2.48) – maioritariamente na produção de amónia e refinação de petróleo, e é um subproduto de processo em alguns subsectores da indústria química inorgânica.

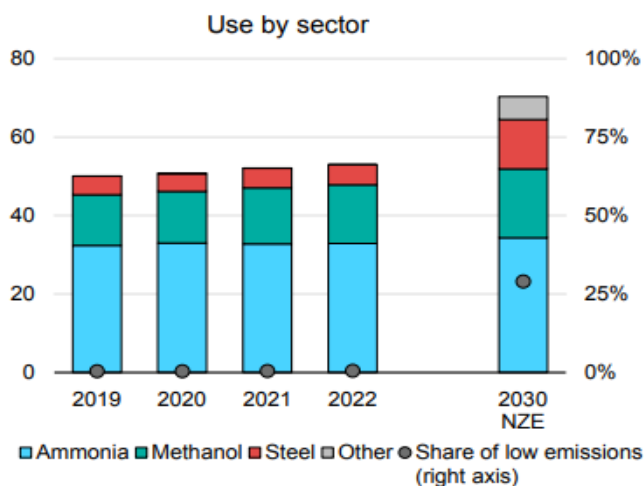


Figura 2.48 - Utilização de hidrogénio na indústria.

Fonte: IEA, 2024

A amónia, em particular, surge como uma solução viável para o transporte marítimo, sendo considerada um combustível promissor para navios devido à sua elevada densidade energética e à possibilidade de ser produzida a partir de hidrogénio verde, proveniente de fontes renováveis. Além disso, é amplamente utilizada na produção de fertilizantes, desempenhando um papel fundamental na indústria agrícola (IPHE, 2023). Por outro lado, o metanol, outro combustível derivado do hidrogénio, pode ser utilizado tanto como combustível para motores de combustão direta, como matéria-prima na produção de produtos químicos. Este é também utilizado em processos de síntese de plásticos, resinas e outros produtos industriais, oferecendo uma alternativa sustentável para a substituição de compostos derivados do petróleo (IEA, 2019).

O hidrogénio tem potencial para substituir o gás natural como fonte de calor e energia na indústria, incluindo áreas em que a eletrificação não é possível – podendo obrigar, contudo, à substituição de equipamentos, mas sem necessidade de elevado grau de pureza do hidrogénio. Em setores que utilizam altas temperaturas, como na fabricação do aço e do cimento, o hidrogénio pode ser uma alternativa ao carvão num processo

quase isento de emissões. Para fazer isso, o hidrogénio é usado num processo de ‘fabricação de ferro reduzida direta’ (*Direct Reduced Iron - DRI*), que pode ser utilizado para produzir aço num forno elétrico de arco (*Electric Arc Furnace - EAF*). Este processo é tecnicamente comprovado e está a ser testado por grandes produtores europeus de aço, juntamente com outros métodos de descarbonização (Figura 2.49) (IEA, 2019).

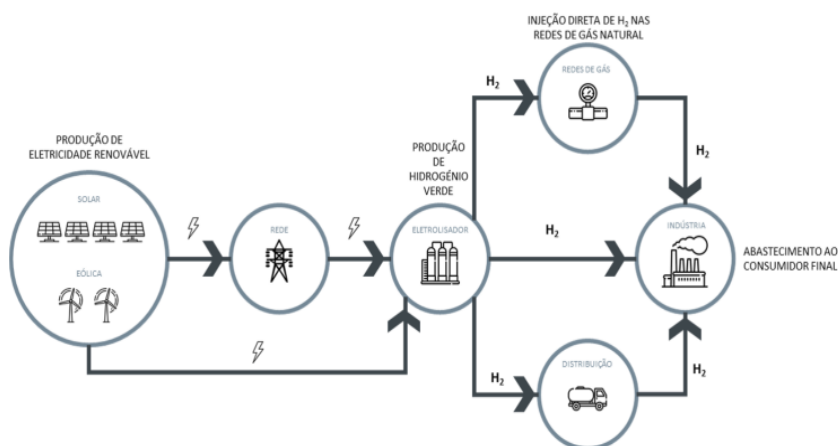


Figura 2.49 - Esquema genérico da cadeia de valor P2I.

Fonte: Presidência do Conselho de Ministros, 2020

### 2.9.5 Síntese de Combustível Sintético: Power-to-SynFuel (P2Fuel)

Os combustíveis sintéticos são tradicionalmente produzidos via reformação a vapor do metano e por gaseificação de carvão ou biomassa. Podem ser utilizadas diferentes tecnologias para a produção de combustíveis sintéticos, o que conduz à perspetiva teórica de que todos os produtos derivados de petróleo bruto podem ser produzidos sinteticamente (Figura 2.50).

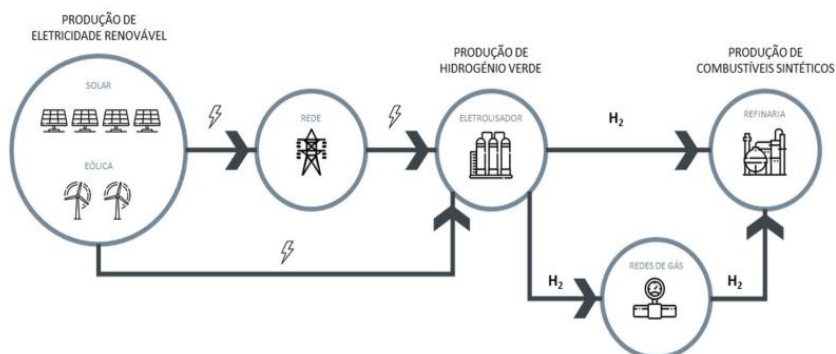


Figura 2.50 - Esquema genérico da cadeia de valor P2Fuel.

Fonte: Presidência do Conselho de Ministros, 2020

O P2Fuel é visto como uma solução promissora para a descarbonização de setores que não podem ser facilmente eletrificados, proporcionando uma alternativa sustentável aos

combustíveis fósseis. No entanto, os custos de produção ainda são elevados, e a eficiência energética do processo é uma questão significativa, pois envolve várias etapas de conversão energética.

### 2.9.6 Custo Final e Implicações ao Consumidor

O custo nivelado do hidrogénio (LCOH), atualmente estimado em 10,58 €/kg, reflete a soma de várias etapas da cadeia de valor, incluindo armazenamento, produção, distribuição por gasoduto e reabastecimento (Figura 2.51). No contexto nacional, o custo do reabastecimento representa uma fração menor do total, mas este cenário contrasta significativamente com outros países europeus, onde os custos de reabastecimento podem atingir até 50% do custo de produção. Esta disparidade deve-se, em grande parte, à maturidade das infraestruturas dedicadas ao hidrogénio em diferentes mercados e à escala limitada de produção e utilização em setores como o transporte (European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2020).

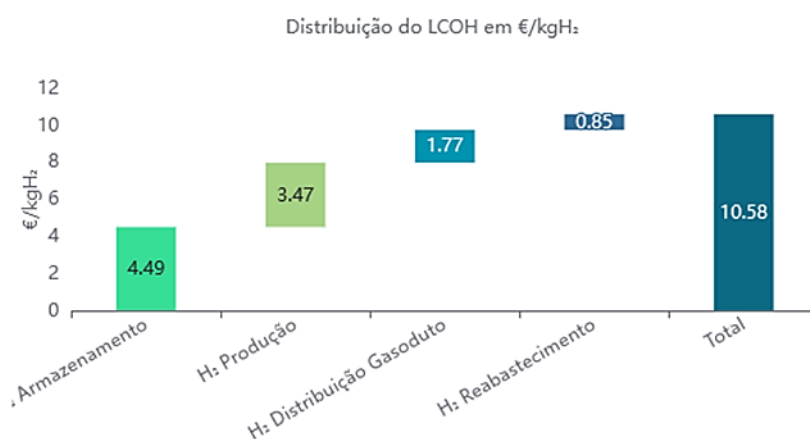


Figura 2.51 - Custo final do hidrogénio.

Fonte: LNEG, 2025

Estas diferenças realçam as dificuldades de competitividade do hidrogénio como combustível para veículos, especialmente numa fase inicial de desenvolvimento do mercado. A inclusão de custos de reabastecimento nos cenários europeus pode aumentar substancialmente o preço final imputado ao consumidor, tornando-o menos atrativo face a outras tecnologias energéticas mais maduras, como o gás natural ou os derivados de petróleo. Este fator limita, por enquanto, a adoção do hidrogénio no setor dos transportes, justificando a sua utilização prioritária como *feedstock* em processos industriais, onde os custos de reabastecimento não influenciam diretamente o preço final (European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2020).

## **2.10 Adoção do Hidrogénio: Desafios**

### **2.10.1 Incerteza política e tecnológica**

O hidrogénio limpo é uma solução chave para a descarbonização, mas a falta de compromissos claros e vinculativos por parte dos governos em relação à transição energética e a ausência de políticas robustas e consistentes cria incertezas para investidores. A falta de sincronização entre investimentos, políticas e a escalabilidade das infraestruturas de hidrogénio limita o desenvolvimento de uma cadeia de valor eficiente. Adicionalmente, as incertezas tecnológicas em torno dos custos de produção, melhorias nas células de combustível e no transporte a longas distâncias dificultam a competitividade do hidrogénio com outras alternativas energéticas, como baterias e biocombustíveis (IEA, 2019).

### **2.10.2 Custo elevado de produção e infraestrutura**

O custo de produção do hidrogénio verde permanece elevado em comparação com o hidrogénio de combustíveis fósseis. A infraestrutura de transporte e armazenamento é insuficiente, com as capacidades previstas (10 TWh até 2035) a ficarem bem abaixo das necessidades do cenário de neutralidade carbónica, que projeta mais de 230 TWh de armazenamento até 2035. Esta lacuna pode comprometer o crescimento do hidrogénio, sendo essencial acelerar o desenvolvimento de infraestruturas para garantir a transição energética (IEA, 2024).

### **2.10.3 Concorrência com outras tecnologias renováveis**

O hidrogénio enfrenta competição direta com outras tecnologias de armazenamento de energia, como baterias elétricas, especialmente no setor dos transportes e geração de energia. Embora o hidrogénio tenha um papel importante a desempenhar, especialmente em aplicações industriais e de longo alcance, o uso de baterias para veículos elétricos e armazenamento de energia doméstica está mais desenvolvido e acessível. As baterias de íões de lítio, por exemplo, têm maior eficiência em curto prazo e são amplamente implementadas (Hassan et al., 2023).

### **2.10.4 Segurança**

A segurança do hidrogénio é um grande desafio, devido à sua elevada inflamabilidade e características únicas que exigem cuidado adicional no seu armazenamento, transporte e uso. O hidrogénio é altamente inflamável, podendo incendiar-se em concentrações de apenas 4% no ar, e tem uma energia mínima de ignição muito baixa (0,02 mJ), o que significa que pode ser facilmente inflamado (Rivkin et al., 2015). Outra

preocupação está relacionada com a fragilidade ao hidrogénio, que pode danificar materiais usados em recipientes de armazenamento, tubagens e válvulas, levando a potenciais fugas (Calabrese et al., 2024).

### **2.10.5 Regulamentos, normas e aceitação**

A falta de regulamentações adequadas e normas padronizadas para o hidrogénio, como a sua utilização em forma pressurizada ou liquefeita, compromete a sua adoção em larga escala. A ausência de normas internacionais para contabilizar e rastrear o ciclo de vida do hidrogénio, especialmente em misturas com combustíveis fósseis, impede a criação de um mercado robusto de hidrogénio de baixo carbono (IEA, 2019).

## **2.11 Adoção do Hidrogénio: Estratégias de Mitigação**

### **2.11.1 Mitigação da incerteza política e tecnológica**

A incerteza política e tecnológica é um grande obstáculo para a adoção do hidrogénio. Uma forma de mitigar essa incerteza é a implementação de políticas estáveis e de longo prazo, como contratos de diferença (CfDs) e *feed-in tariffs* (FITs), que oferecem garantias de preço e encorajam o investimento em novas tecnologias. Além disso, o apoio a inovações tecnológicas pode acelerar a comercialização de soluções como a produção de hidrogénio por eletrólise, ajudando a reduzir os custos (IRENA, 2023)

### **2.11.2 Redução dos custos de produção**

A redução dos custos de produção de hidrogénio verde em Portugal depende principalmente da melhoria das tecnologias de eletrólise e da economia de escala. O foco está em otimizar os processos tecnológicos e expandir os projetos de larga escala (IRENA, 2020a).

### **2.11.3 Alinhamento com tecnologias renováveis**

O hidrogénio desempenha um papel crucial no armazenamento de energia renovável e na integração das energias eólica e solar. Ao converter o excesso de energia renovável em hidrogénio (através de eletrólise), este pode ser armazenado e utilizado quando as fontes renováveis estão indisponíveis, aumentando assim a flexibilidade do sistema energético. A colaboração entre estas tecnologias é essencial para maximizar o impacto das renováveis no setor energético (Calabrese et al., 2024)

#### **2.11.4 Garantias de segurança**

As questões de segurança são cruciais para a adoção do hidrogénio. O desenvolvimento de novas normas de segurança, como a implementação de sistemas avançados de deteção de fugas e a utilização de materiais resistentes ao hidrogénio, são fundamentais para garantir a segurança no armazenamento e transporte do hidrogénio. Além disso, as regulamentações existentes estão a ser adaptadas para lidar com os novos desafios apresentados pelo hidrogénio (Rivkin et al., 2015).

#### **2.11.5 Implementação de regulamentos e normas**

A implementação de regulamentos e normas específicas para o hidrogénio na Europa é crucial para garantir uma transição segura e eficiente. A *Clean Hydrogen Partnership*, sucessora da *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), trabalha em conjunto com a Comissão Europeia para desenvolver normas que promovam a adoção de tecnologias de hidrogénio em toda a União Europeia. O foco está em criar um quadro regulatório harmonizado que aborde a produção, transporte e armazenamento de hidrogénio, garantindo a segurança e a eficiência. Além disso, iniciativas como os *Hydrogen Valleys* e a *European Hydrogen Safety Panel* estão a ajudar a acelerar a implementação de infraestruturas seguras para o hidrogénio (Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2022).

### **2.12 System Thinking**

A natureza dinâmica do mundo, moldada por situações emergentes e acontecimentos imprevistos, necessita de uma consideração destes fatores nos esforços em direção ao desenvolvimento sustentável. Enfrentar eficazmente os desafios complexos é essencial para compreender, descrever e estudar as complexidades do nosso ambiente global (Scoones et al., 2007).

O pensamento sistémico teve início como uma forma de lidar com sistemas bem definidos, mas, com o tempo, evoluiu para incluir fronteiras mais difusas e subjetivas (Midgley & Lindhult, 2021). O pensamento sistémico preocupa-se com as relações entre os componentes, em vez de se concentrar nos componentes em si, e considera o todo maior do que a soma das suas partes (Axelsson, 2022).

A noção de holismo exige que se pense nos sistemas tanto no tempo quanto no espaço, estudando o que levou o sistema a chegar ao seu estado atual e o que poderá forçá-lo a mudar no futuro, incluindo a incorporação de mais perspetivas nesse processo (Monat & Gannon, 2015). Em contraste, uma perspetiva reducionista tenta reduzir o estudo a

uma função ou componente de cada vez (Figura 2.52). Embora os sistemas introduzam considerações sobre o que é interno e externo (Midgley, 1992), é importante considerar as interdependências e trocas entre sistemas. Por exemplo, o calor pode ser utilizado para produzir alimentos em climas mais frios e, à medida que parte desses alimentos se torna resíduo, podem ser transformados de volta em energia na forma de biocombustíveis para mobilidade, criando assim um sistema energético que transcende as fronteiras tradicionais entre alimentação, transportes e energia.

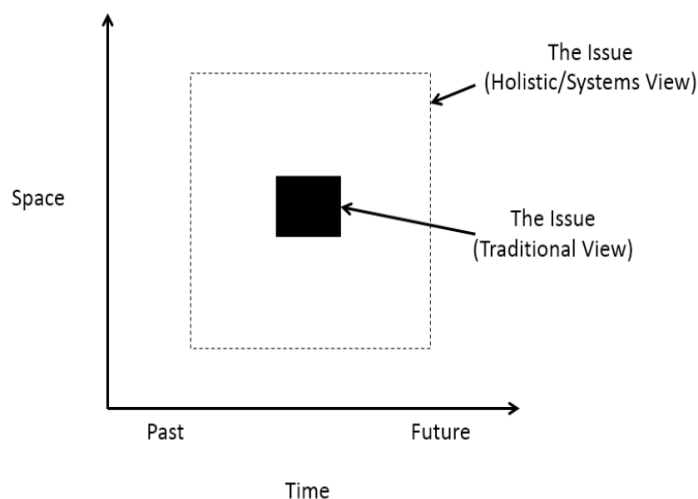


Figura 2.52 - Perspetiva holística vs perspectiva reducionista.

Fonte: Monat & Gannon, 2015

Deste modo, é possível analisar e repensar as fronteiras dos sistemas para incluir novos elementos ou sistemas complementares, ou até excluir outros. A definição dessas fronteiras é crucial para compreender as interações entre diferentes componentes do sistema energético e avaliar o seu desempenho global. Os critérios para estabelecer as fronteiras dos sistemas energéticos podem seguir, por exemplo, fatores geográficos e setoriais, permitindo uma análise mais precisa das dinâmicas regionais, das cadeias de valor e da integração de novas tecnologias no contexto energético existente (Cherp & Jewell, 2014).

No entanto, é fundamental reconhecer que todas as fronteiras de sistemas são traçadas a partir de uma perspectiva ou de uma combinação delas (Figura 2.53) (Midgley, 1992). Além disso, existe a questão da escala: a maioria dos sistemas, especialmente os energéticos, têm diferentes escalas, desde local a global, e de micro a macro, e em cada delimitação há fatores internos e contextuais a considerar (Geels et al., 2017).

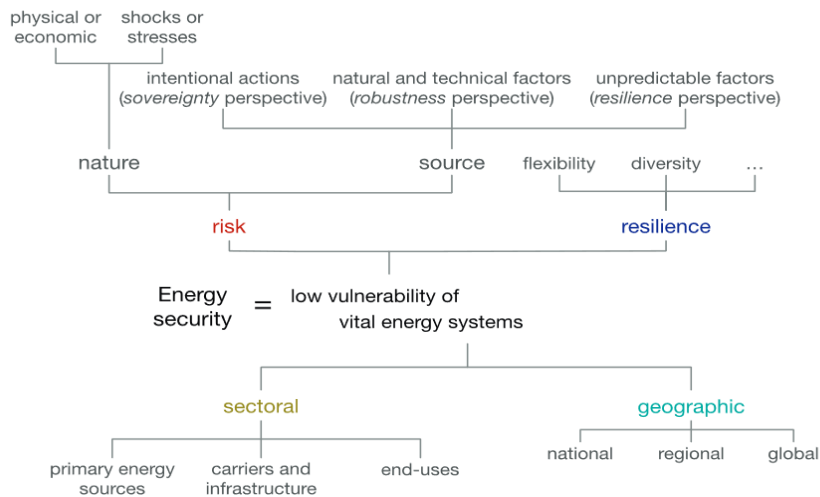


Figura 2.53 - Fronteiras de um sistema energético.

Fonte: Cherp & Jewell, 2014

A operacionalização do pensamento sistêmico inclui métodos mais sofisticados, como a metodologia de Dinâmica de Sistemas, com ferramentas como diagramas de *loops* causais (Figura 2.54), que mapeiam relações causais, identificam *loops* de *feedback*, e possíveis pontos de alavancagem onde pequenas intervenções podem causar grandes efeitos sistêmicos (Laimon et al., 2022).

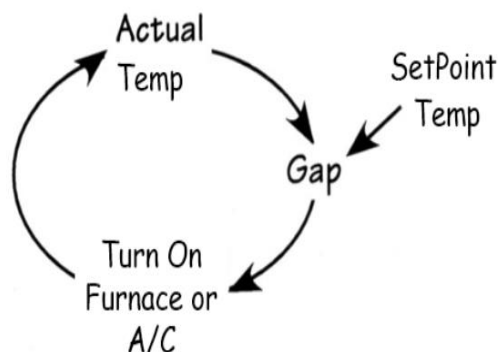


Figura 2.54 - Diagrama de loop causal.

Fonte: Monat & Gannon, 2015

Estes pontos são ferramentas valiosas para intervenções eficazes em sistemas dinâmicos, como os setores energético e ambiental. A hierarquia de alavancagem vai desde ajustes superficiais em parâmetros, como subsídios ou regulamentações, que tendem a ter impactos limitados, até intervenções mais profundas, como a alteração das regras que governam o sistema, os seus objetivos e, num nível ainda mais elevado, os paradigmas que orientam o sistema.

Os paradigmas referem-se às crenças e pressupostos fundamentais que moldam a estrutura e o funcionamento de um sistema (Figura 2.55). Quando um paradigma é alterado, o comportamento do sistema pode ser transformado de forma significativa. Os locais mais eficazes para intervir num sistema incluem (1) a capacidade de transcender paradigmas, (2) a mentalidade ou paradigma de onde o sistema surge, e (3) os objetivos que o sistema procura atingir. Estes três níveis de intervenção permitem mudanças estruturais profundas e podem reconfigurar completamente o comportamento do sistema (Meadows, 1999).

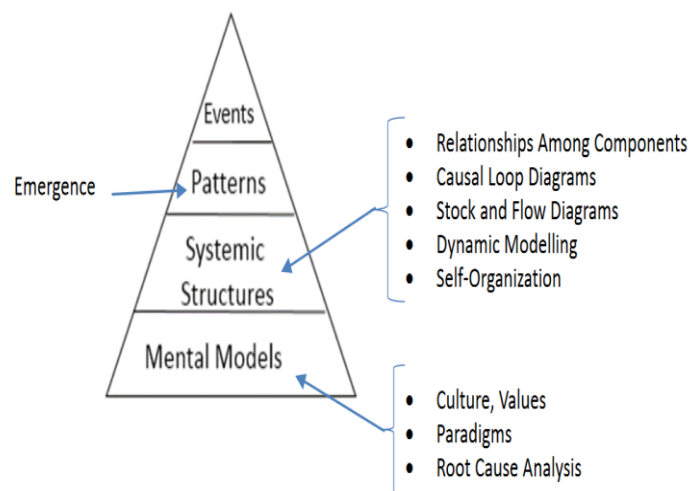


Figura 2.55 - Modelo Integrado do Pensamento Sistêmico.

Fonte: Monat & Gannon, 2015

O conceito central da dinâmica de sistemas é compreender como os elementos de um sistema interagem entre si, formando ciclos de *feedback* que influenciam o comportamento geral do sistema ao longo do tempo. Os componentes de um sistema, sejam eles variáveis, objetos ou pessoas, estão interligados de tal forma que as mudanças numa variável afetam outras, criando um ciclo contínuo de influências mútuas. Estas interações formam ciclos de retorno, onde uma variável inicial tem influência na próxima, e assim sucessivamente, até que a última variável impacte novamente a primeira, fechando o ciclo. Esta natureza cíclica, sem início ou fim

claramente definido, é um dos aspetos fundamentais para a compreensão de sistemas complexos (Sterman, 2000).

Embora a descoberta destes pontos de alavancagem possa não ser simples, os Arquétipos de Sistema (AS) podem ajudar na sua identificação (Haraldsson & Sverdrup, 2021). Os arquétipos, ajudam a explicar porque estruturas de sistemas similares tendem a produzir comportamentos semelhantes, mesmo quando se encontram em contextos diferentes. Os modelos de sistemas são particularmente úteis para organizar os elementos-chave de um caso e para avaliar as interações entre esses elementos. Desta forma, os modelos ajudam a identificar fatores como variáveis de mudança lenta, forças estabilizadoras ou destabilizadoras, e limites críticos, que determinam a resiliência do sistema (Sterman, 2000).

Os sistemas complexos estão em constante mudança, mesmo que pareça permanecem estáticos durante algum tempo, durante um período de longo prazo, vão evoluir. Estas mudanças acontecem em diferentes escalas de tempo e estas escalas interagem frequentemente entre si. A não linearidade é outra característica dos sistemas complexos, em que os efeitos raramente são proporcionais às suas causas, e as ocorrências locais num sistema muitas vezes não se aplicam a regiões distantes. Este aspeto é excepcionalmente crucial de considerar, especialmente quando múltiplos fatores interagem nos processos de tomada de decisão. Os SC são dependentes do histórico, o que significa que a escolha de um caminho específico pode excluir outras opções, levando a um estado de dependência do caminho que determina o resultado do sistema (Sterman, 2002).

### **2.12.1 System Thinking no Setor Energético**

A Revolução Industrial através da utilização disseminada de combustíveis fósseis e automatização levou a uma súbita redução do custo relativo da energia, tornando-a progressivamente mais acessível e barata. Como consequência, a procura por desempenho aumentou, levando a um maior consumo de energia (ou seja, maior utilização, novas tecnologias como oportunidade, crescimento económico e reinvestimento sob a forma de consumo de outros bens de consumo). Este efeito, conhecido como paradoxo de Jevons (Giampietro & Mayumi, 2018), resulta da alteração de componentes tecnológicos sem incluir as interdependências e ciclos de *feedback* dentro do sistema energético. Um exemplo típico do paradoxo de Jevons é o trânsito, em que se tenta resolver a congestão nas estradas aumentando o número de faixas, mas essa intervenção gera uma procura induzida, levando o sistema, neste caso a estrada, a voltar a um estado estável de congestionamento (Önnered & Bravić, 2024).

No contexto dos sistemas energéticos, isso é frequentemente observado quando um aumento de eficiência gera um aumento no consumo de energia ou indiretamente ao destinar essas poupanças para o consumo noutra área (Sorrell et al., 2018). Nos últimos dois séculos, o desenvolvimento de uma arquitetura energética centrada nos combustíveis fósseis transformou demografias, economias e a sociedade. O sistema energético, incluindo a sua infraestrutura, foi perfeitamente desenhado para satisfazer as necessidades destas operações centralizadas, de grande escala e com eficiência de custos. No entanto, uma visão mais holística revela não apenas as mudanças na paisagem energética, mas também a complexidade do sistema, como o fluxo bidirecional de recursos e os sistemas e atores multidimensionais que permeiam o sistema. Embora ambas as perspectivas sobre esses sistemas sejam bastante simplificadas, o sistema energético emergente exige a gestão de um nível de complexidade muito maior (Figura 2.56) (Doh et al., 2021).

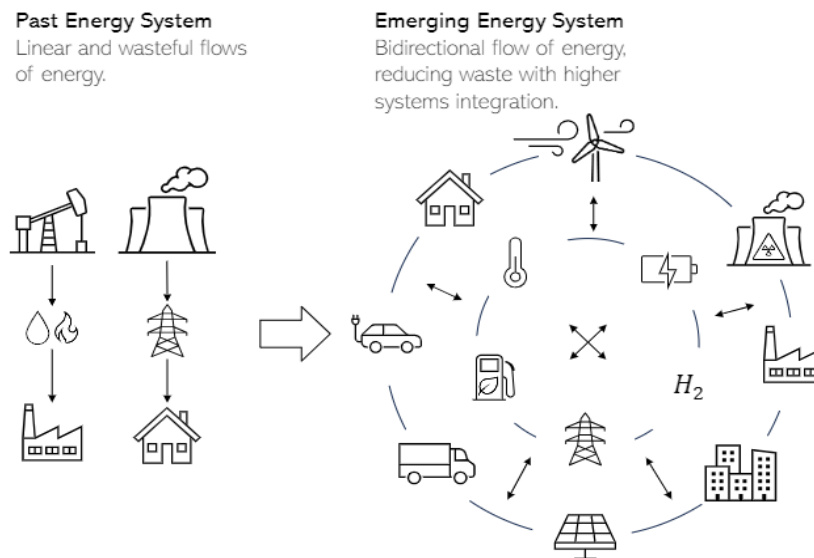


Figura 2.56 - Alterações ao sistema energético.

Fonte: Önnared & Bravić, 2024

A resiliência e as transições são frequentemente forças em oposição direta. Um sistema resiliente pode ser visto como aquele que se esforça por manter a sua forma e função atuais (Walker et al., 2006). As várias mudanças que ocorrem no sistema energético mais amplo estão a introduzir novos desafios para garantir a operação segura (Johansson, 2013). Um desses desafios, conhecido como “Dunkelflaute”, refere-se a longos períodos de céu nublado e ventos fracos que dificultam a geração de energia renovável. Com as alterações climáticas a aumentar o risco de tais eventos, há uma necessidade crescente de soluções de armazenamento de longo prazo para suavizar o

fornecimento de energia durante esses eventos meteorológicos extremos (Ruhnau & Qvist, 2021). Para além de questões como a previsibilidade e a intermitência, estão a emergir problemas estruturais mais profundos relacionados com a resiliência.

### **2.12.2 Resiliência e Segurança no uso do hidrogénio**

A inflamabilidade, baixa densidade molecular e propensão para fragilizar metais tornam o hidrogénio suscetível a fugas, explosões e degradação de infraestruturas, como tanques e tubagens (Gokalp et al., 2019). Estes fatores são agravados pela complexidade do transporte e armazenamento de hidrogénio comprimido ou liquefeito, que requerem tecnologias avançadas para mitigar riscos associados (Li et al., 2023). Uma abordagem sistémica e integrada é essencial para abordar estes desafios. Estratégias como a produção *in situ* e sob procura minimizam a necessidade de transporte e armazenamento em larga escala, reduzindo os riscos de acidentes. Tecnologias inovadoras, como reações químicas entre água e alumínio ativado, oferecem soluções práticas para produção local, mitigando vulnerabilidades na cadeia de fornecimento (Gokalp et al., 2019). Paralelamente, a regulamentação desempenha um papel crucial, estabelecendo padrões de segurança para manipulação, transporte e armazenamento de hidrogénio. Normas como a ISO/TR 15916 definem diretrizes internacionais, mas a sua implementação varia amplamente, evidenciando a necessidade de harmonização global (Li et al., 2023).

A integração de sensores avançados e sistemas de monitorização em tempo real é outra componente chave para reforçar a segurança e a resiliência. Estas tecnologias permitem a deteção precoce de fugas e a resposta automatizada a incidentes, reduzindo o impacto de falhas em sistemas críticos. Além disso, a formação de trabalhadores e a sensibilização da sociedade são indispensáveis para aumentar a aceitação social do hidrogénio, promovendo um uso seguro e confiável deste vetor energético.

O pensamento sistémico fornece a base para integrar estas estratégias, modelando as interações entre segurança, sustentabilidade e eficiência. Ferramentas como diagramas de *loops* causais e análises de impacto, permitem identificar pontos críticos e propor intervenções eficazes.

### 2.12.3 Dinâmica de Sistemas na previsão da procura de hidrogénio

A aplicação do pensamento sistémico no setor energético é uma abordagem indispensável para compreender e gerir as complexas interações entre os diversos elementos que compõem os sistemas energéticos modernos. Este método permite modelar a dinâmica de sistemas e prever tendências, enquanto identifica barreiras e oportunidades de intervenção para otimizar a transição energética. O estudo de Yusaf et al. (2022) constitui um exemplo prático da utilização do pensamento sistémico para modelar a procura global de hidrogénio no período de 2021 a 2050, explorando diferentes cenários de crescimento, riscos e possíveis estratégias de mitigação. Os autores desenvolveram um modelo conceptual baseado em diagramas de *loops* causais (*Causal Loop Diagrams - CLDs*), que capturam as interações entre variáveis-chave, como a produção, o armazenamento, a distribuição e a utilização de hidrogénio. Estes diagramas permitem visualizar os efeitos de *feedback* que influenciam o equilíbrio do sistema, ajudando a antecipar desafios e a definir políticas mais eficazes para a adoção do hidrogénio em larga escala (Figura 2.57).

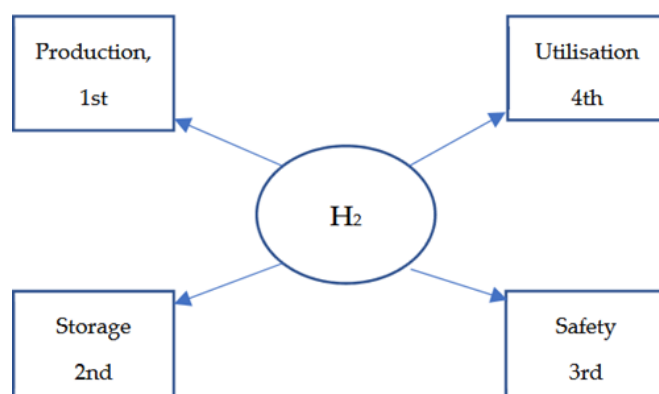


Figura 2.57 - Modelo de 4 cantos do hidrogénio.

Fonte: Yusaf et al., 2022

A interligação entre estas variáveis demonstra que a adoção do hidrogénio não depende apenas de avanços tecnológicos individuais, mas sim de um planeamento coordenado que equilibre produção, armazenamento, segurança e utilização de forma eficiente. Para que o hidrogénio se estabeleça como um vetor energético viável, é essencial garantir que cada um destes elementos evolua de forma sincronizada, evitando gargalos na cadeia de abastecimento. A implementação de infraestruturas adequadas, a padronização de normas de segurança e o desenvolvimento de soluções eficientes de armazenamento desempenham um papel determinante na viabilidade da transição energética baseada no hidrogénio.

Este modelo qualitativo foi complementado por um modelo dinâmico quantitativo (Figura 2.58), que permitiu simular cenários futuros de procura. Segundo os resultados, a procura global de hidrogénio poderá variar entre 73 e 568 milhões de toneladas em 2050, dependendo do cenário analisado. No cenário mais otimista, o hidrogénio desempenha um papel central como combustível de escolha para setores como o transporte pesado e de longa distância, a produção industrial de alta intensidade energética, e como capacidade de reserva para sistemas elétricos baseados em fontes renováveis.

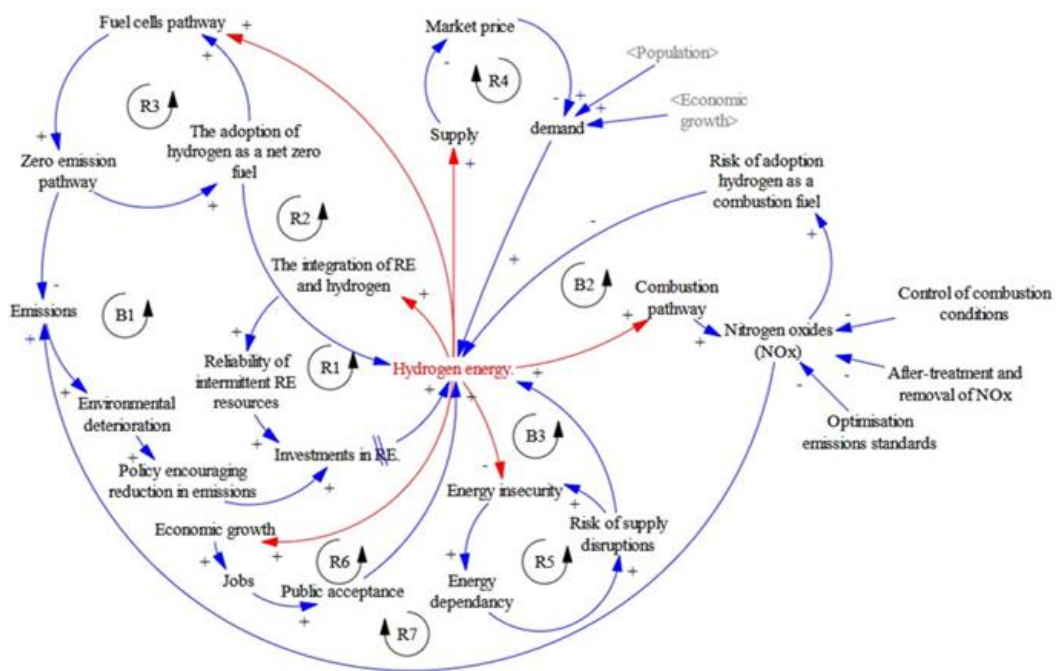


Figura 2.58 - Diagrama de loops causais no hidrogénio.

Fonte: Yusaf et al., 2022

Uma das principais conclusões do estudo foi a relevância do hidrogénio como solução para os desafios associados à intermitência das energias renováveis. Neste contexto, o hidrogénio atua como um vetor energético complementar, promovendo a flexibilidade do sistema e aumentando a fiabilidade de recursos como a energia solar e eólica. A sua capacidade de armazenar energia em períodos de excesso de produção e disponibilizá-la quando a geração renovável é insuficiente permite uma maior estabilidade da rede elétrica, reduzindo a necessidade de centrais de apoio baseadas em combustíveis fósseis. Ao integrar-se em diferentes setores, como a indústria e os transportes, o hidrogénio contribui para uma utilização mais eficiente da eletricidade renovável, otimizando o aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis.

Adicionalmente, o estudo destacou a necessidade de desenvolver estratégias eficazes para mitigar os riscos associados à via de combustão do hidrogénio, uma vez que este processo pode gerar óxidos de nitrogénio (NOx) a altas temperaturas (Figura 2.59). Tais emissões representam um obstáculo significativo à adoção do hidrogénio como combustível em certas aplicações, exigindo a implementação de intervenções, como o controlo das condições de combustão, o tratamento pós-combustão e a otimização de padrões de emissão.

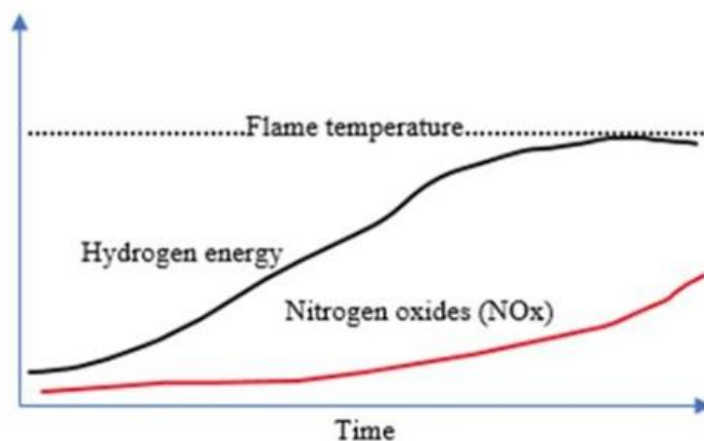


Figura 2.59 - Relação hidrogénio vs óxido de nitrogénio.

Fonte: Yusaf et al., 2022

A integração desta abordagem no contexto português seria particularmente relevante, dado o papel estratégico do hidrogénio no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030). A aposta no hidrogénio como vetor energético é vista como um dos pilares para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e acelerar a descarbonização de setores de difícil eletrificação, como a indústria e os transportes pesados. O exemplo de (Yusaf et al., 2022) evidencia como o pensamento sistémico pode ser aplicado para antecipar desafios e explorar soluções específicas para o setor energético, permitindo uma visão holística que integra diferentes variáveis da cadeia de valor do hidrogénio. A aplicação desta metodologia pode contribuir para a criação de políticas mais eficazes, otimizando investimentos em infraestruturas e assegurando uma transição energética sustentável e resiliente.



### 3. Caso de Estudo

A adoção do hidrogénio como fonte de energia renovável em Portugal surge como uma oportunidade crítica num mundo em plena transição energética. No centro deste debate global, o hidrogénio destaca-se pela sua capacidade de descarbonizar setores de elevada intensidade energética, posicionando-se como uma solução central para alcançar as metas de neutralidade carbónica.

O contexto nacional, moldado pela Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), posiciona o país na vanguarda das energias renováveis, com um foco claro na produção de hidrogénio verde. Este tipo de hidrogénio, produzido através de fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, é central na estratégia de descarbonização do país. A visão de transformar o hidrogénio verde numa peça chave no futuro energético de Portugal reflete-se em iniciativas e projetos que visam explorar o seu potencial, garantindo simultaneamente a sustentabilidade ambiental e a competitividade económica.

Contudo, os desafios são significativos. Atualmente, Portugal conta com apenas um posto de carregamento de hidrogénio para veículos, situado em Alcabideche, uma infraestrutura claramente insuficiente face às metas estabelecidas para 2030, que apontam para um consumo entre 1% e 5% de hidrogénio no setor dos transportes rodoviários. Estudos recentes indicam que para alcançar essas metas, o país necessitará de, pelo menos, 37 postos de carregamento, com um custo total estimado de 219 milhões de euros (TIS & MOBI.E, 2023). Esta estimativa levanta questões fundamentais sobre a viabilidade económica e operacional da implementação desta infraestrutura no país.

Um fator decisivo para a atratividade do hidrogénio é o seu custo final, que é diretamente influenciado pelo custo de produção. Segundo a DGEG, o preço do hidrogénio depende, primeiramente, do custo de produção, ao qual se somam os custos de transporte e

armazenamento, a margem de comercialização dos distribuidores, e taxas e impostos. Estes elementos determinam o preço final para o consumidor, sendo crucial que o hidrogénio se torne competitivo face a outras fontes de energia. A capacidade de reduzir o custo global ao longo da cadeia de valor será determinante para que o hidrogénio se afirme como uma tecnologia viável e atrativa no mercado energético (DGEG, 2019).

Neste estudo, será avaliado o custo do hidrogénio verde, bem como o impacto que a infraestrutura existente ou inexistente, as políticas públicas e as condições de produção têm nesse custo e na sua respetiva adoção. O hidrogénio será produzido através de eletrolisadores PEM de 1 MW e 100 MW, considerando três abordagens distintas: produção *on-grid*, em que a eletricidade é obtida diretamente da rede nacional; produção *off-grid*, que utiliza um parque solar/eólico dedicado exclusivamente ao processo de eletrólise; e produção híbrida, onde a energia proveniente de fontes renováveis é complementada com eletricidade da rede sempre que a produção local for insuficiente.

Esta última abordagem representa um modelo misto, no qual a eletricidade gerada por parques solares ou eólicos é prioritariamente utilizada para a eletrólise, mas, em períodos de baixa produção, a energia necessária é importada da rede elétrica. Assim, é possível avaliar o impacto da variabilidade das fontes renováveis na viabilidade económica do hidrogénio verde, bem como explorar o potencial da rede para garantir um fornecimento contínuo e estável.

O objetivo do estudo é fornecer uma visão holística sobre a competitividade e atratividade do hidrogénio verde no mercado energético nacional, analisando o impacto dessas diferentes configurações de produção no preço final, na sustentabilidade económica e ambiental, e na resiliência do sistema energético face às flutuações da produção renovável.

### **3.1 Justificação da Escolha do Caso de Estudo**

A escolha deste caso de estudo justifica-se pela relevância estratégica do hidrogénio na transição energética e pelos compromissos de descarbonização de Portugal até 2050. O país, pioneiro na integração de renováveis, enfrenta desafios e oportunidades na adoção do hidrogénio verde, tornando-se um cenário ideal para aplicar o pensamento sistémico na análise da sua viabilidade e integração.

## 3.2 Metodologia do Caso de Estudo

A metodologia escolhida para este caso de estudo tem como objetivo analisar a aplicação da abordagem *System Thinking* na evolução dos custos de produção de hidrogénio verde em Portugal, considerando as complexidades associadas à intermitência das fontes de energia solar e eólica. Este processo metodológico será dividido em três etapas essenciais para garantir uma investigação eficaz.

Na primeira etapa, serão calculados os custos ao longo da cadeia de valor do hidrogénio com base nos dados obtidos na revisão de literatura. A partir desses cálculos, será determinado o custo atual do hidrogénio, refletindo as condições presentes do mercado.

A segunda etapa envolve o desenvolvimento de um modelo para avaliar os custos de produção de hidrogénio, considerando variáveis como CAPEX e OPEX. O modelo também integrará as variáveis que influenciam diretamente os custos, como a intermitência da geração renovável e os requisitos de armazenamento.

Na terceira etapa, serão simulados diferentes cenários para avaliar como variáveis como a evolução dos preços da eletricidade, avanços tecnológicos e mudanças nas políticas públicas afetam o custo final do hidrogénio. Através dessas simulações, pretende-se analisar a sensibilidade do sistema às incertezas do mercado energético.

## 3.3 Análise preliminar do custo final do hidrogénio

A análise dos custos de produção do hidrogénio verde é essencial para avaliar a viabilidade económica de diferentes configurações de produção, nomeadamente sistemas *on-grid* e *off-grid*, e o uso de fontes de energia renovável como solar e eólica. Este estudo apresenta uma comparação detalhada, explorando os impactos financeiros e técnicos de cada abordagem.

Os custos de hidrogénio por kg são influenciados por vários fatores críticos, incluindo:

- **Configuração do Sistema:**
  - **On-grid:** O sistema está ligado à rede elétrica com custos associados à utilização da rede.
  - **Off-grid:** O sistema opera de forma independente, dependendo exclusivamente da energia gerada localmente, o que aumenta a necessidade de baterias para armazenamento.

- **Tipo de Fonte Renovável:**
  - **Solar:** Apresenta maior intermitência diária e sazonal, com custos relativamente baixos de CAPEX por MW instalado.
  - **Eólica:** Possui maior fator de capacidade em locais adequados, reduzindo a intermitência e aumentando a produção anual de energia.

A produção de hidrogénio utilizando um sistema *on-grid* é baseada no fornecimento contínuo de eletricidade pela rede elétrica. Este modelo permite uma operação constante do eletrolisador, eliminando as intermitências típicas de sistemas *off-grid*. No entanto, introduz custos adicionais associados às tarifas de eletricidade, o que influencia diretamente o custo total do hidrogénio produzido.

Para a análise dos custos associados à produção de hidrogénio verde, foram considerados diferentes elementos que asseguram uma visão abrangente das configurações avaliadas. No caso do eletrolisador, os custos incluem o *stack*, o *balance of plant* (BoP) e os custos de engenharia, aquisição e construção (EPC). Por sua vez, para os sistemas solares e eólicos, foram considerados os custos relacionados com o *stack*, o *balance of system* (BoS) e o EPC, tendo em conta as especificidades de cada tecnologia na geração de energia renovável. Esta abordagem permite garantir a consistência e a robustez na avaliação económica apresentada nos subcapítulos seguintes.

### **3.3.1 Produção de hidrogénio *on-grid***

De acordo com o European Hydrogen Observatory, o CAPEX estimado para eletrolisadores PEM é de 1970 €/kW, enquanto os custos de operação e manutenção (OPEX) se situam em 63,5 €/kW/ano. Além disso, segundo dados obtidos no site da REN, o preço médio da eletricidade este ano é de 45 €/MWh. Foi considerado um funcionamento de 8000 horas anuais, com as horas restantes destinadas a manutenção. Como a produção é diretamente alimentada pela rede elétrica, sem interrupções, não foi necessária a inclusão de baterias, simplificando os custos iniciais.

**Custo Inicial eletrolisador PEM 1 MW:** 1 970 000 €

**Custos O&M:** 63 500 €/ano

**Horas de Produção:** 8000 h/ano

Um eletrolisador PEM tem uma eficiência de produção na ordem dos 70%, assim temos a seguinte produção anual (equação 3.1):

$$\text{Energia real utilizada} = \text{Capacidade [kW]} \times \text{Produção [h]} \times \text{Eficiência[\%]} \quad (3.1)$$

De acordo com a DGEG o poder calorífico do hidrogénio é de 39,41 kW/kg, o que significa que cada quilograma de hidrogénio contém 39,41 kW de energia (equação 3.2).

$$\text{Produção H}_2[\text{kg}] = \frac{\text{Energia utilizada[kW]}}{\text{Energia necessária}\left[\frac{\text{kW}}{\text{kg}}\right]} \quad (3.2)$$

Além do custo da eletricidade consumida, é necessário considerar os custos de acesso à rede, que incluem o uso das infraestruturas de transporte e distribuição de eletricidade. Estes custos são compostos pelo termo de potência, associado à potência contratada, e pelo termo de energia, que depende do consumo efetivo (Tabela 3.1). Adicionalmente, existem encargos como os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e o IVA, que impactam o custo total da eletricidade utilizada na produção de hidrogénio (ERSE, 2024). Foram considerados os seguintes custos para os eletrolisadores de 1MW e 100MW:

Tabela 3.1 - Custos de acesso à rede elétrica.

<b>Categoria</b>	<b>1MW</b>	<b>100MW</b>
<b>Termo Potência [€/ano]</b>	12410	511000
<b>Termo de Energia [€/ano]</b>	80000	2160000
<b>Custo Total [€/ano]</b>	92410	2617000

Assim, os custos totais de eletricidade para alimentar o eletrolisador são calculados de acordo com a equação 3.3.

$$\text{Custo eletricidade total [€]} = \text{Cap [MW]} \times \text{Prod [h]} \times \text{custo}\left[\frac{\text{€}}{\text{MW}}\right] + \text{taxas [€]} \quad (3.3)$$

Além disso, para cada quilograma de hidrogénio produzido, o eletrolisador consome 9 litros de água. Os custos associados à água são considerados no OPEX, sendo o custo médio da água em Portugal 0,0018 €/litro, conforme os dados disponíveis. O custo da água é calculado pela equação 3.4.

$$\text{Custo água [€]} = \text{Produção H}_2[\text{kg}] \times \text{Consumo de água}\left[\frac{\text{L}}{\text{kg}}\right] \times \text{custo água[€]} \quad (3.4)$$

Para avaliar o impacto do investimento inicial no custo total de produção de hidrogénio, é necessário amortizar o CAPEX ao longo da vida útil do eletrolisador. Este processo permite distribuir o custo inicial por ano, facilitando a análise económica anualizada. A

amortização é calculada considerando o custo total do eletrolisador, a sua vida útil e a taxa de desconto. Para este estudo foram considerados 20 anos de vida útil com uma taxa de desconto de 8% (equação 3.5).

$$\text{CAPEX amortizado} = \frac{\text{CAPEX inicial [€]} \times \text{taxa de desconto [\%]}}{1 - (1 - \text{taxa de desconto [\%]})^{-n}} \quad (3.5)$$

Finalmente, o custo real de produção por quilograma de hidrogénio é calculado somando o CAPEX amortizado e o OPEX total, dividindo pelo total de hidrogénio produzido (equação 3.6):

$$\text{Custo H}_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] = \frac{\text{CAPEX amortizado [€]} + \text{OPEX total [€]}}{\text{Produção de H}_2 \text{ [kg]}} \quad (3.6)$$

Os eletrolisadores de grande capacidade, como o de 100 MW, beneficiam de economias de escala, especialmente no BOP que representa a maior parte dos custos. Componentes como compressores tornam-se proporcionalmente mais baratos à medida que aumentam de tamanho. Por exemplo, um compressor dez vezes maior não é dez vezes mais caro, mas apenas cerca de quatro vezes. Por outro lado, o *stack*, que é ampliado principalmente pela adição de mais unidades, tem menos economias de escala. Assim, em eletrolisadores de 100 MW, o custo por kW é reduzido devido à eficiência dos sistemas auxiliares, tornando-os mais competitivos para projetos de grande escala (IRENA, 2020b).

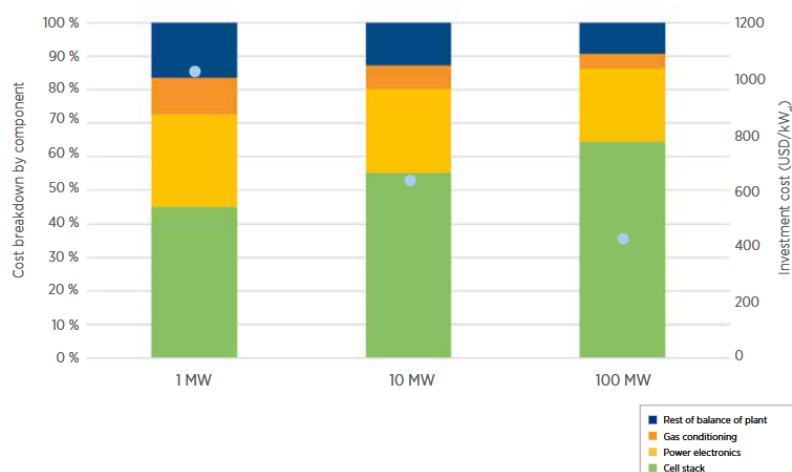


Figura 3.1 - Benefícios nos custos dos eletrolisadores em economias de escala.

Fonte: IRENA, 2020

### 3.3.1.1 Resultados Obtidos para produção *on-grid*

Os resultados obtidos para a produção *on-grid* podem ser verificados na Tabela 3.2, e os cálculos constam no Apêndice A, secções A.1 e A.2.

Tabela 3.2 - Dados relativos à produção *on-grid*.

Categoria	Eletrolisador PEM	
	1 MW	100 MW
Custo inicial CAPEX [€]	1970000	150000000
Custos OPEX [€]	63500	6350000
Horas de produção [h/ano]	8000	
Energia consumida [MW/ano]	8000	800000
Rendimento [%]	70	
Energia efetiva para Produção [MW/ano]	5600	560000
Produção anual H <sub>2</sub> [kg]	142095,91	14209591,47
Custo eletricidade [€/MW]	45	
Custo total eletricidade [€/ano]	452410	38617000
Custo água [€/L]	0,0018	
Custo total água [€/ano]	2301,95	230 195,38
Custos totais OPEX [€/ano]	425801,95	42580195,38
CAPEX amortizado [€/ano]	200648,85	15277831,3
Custo H <sub>2</sub> [€/kg]	5,06	4,26

### 3.3.2 Produção de hidrogénio *off-grid* - Solar

A produção *off-grid* de hidrogénio baseia-se exclusivamente em fontes renováveis, exigindo sistemas de armazenamento de energia, como baterias, para assegurar a operação contínua e maximizar a utilização dos eletrolisadores. Este sistema melhora a eficiência operacional, evitando a inatividade do eletrolisador em períodos de baixa geração renovável. Os CAPEX incluem o eletrolisador, o parque renovável e as baterias, resultando num investimento mais elevado. Por outro lado, os OPEX abrangem a manutenção dos parques, das baterias e o consumo de água, mas eliminam o custo da eletricidade da rede.

**Custo Inicial eletrolisador PEM 1 MW:** 1 970 000 €

**Custos O&M:** 63 500 €/ano

**Custo Inicial parque solar 1,5 MW (Stack, BoS, EPC):** 1 500 000 €

**Custos O&M:** 30 000 €/ano

**Fator capacidade:** 22,5 %

Para maximizar a produção de hidrogénio, o sistema deve aproveitar tanto a energia solar gerada pelo parque fotovoltaico quanto a energia excedente armazenada em baterias. Para isso, é preciso dimensionar uma bateria que sirva o propósito do parque.

A energia total gerada pelo parque solar depende do seu fator de capacidade (equação 3.7):

$$\text{Energia PV} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = \text{Capacidade PV} \times \text{Produção [h]} \times \text{FC[\%]} \quad (3.7)$$

O eletrolisador consome 100% da energia fornecida pelo PV, até à sua capacidade máxima. Assim, a energia consumida pelo eletrolisador durante as horas de sol é (equação 3.8):

$$\text{Energia PEM} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = \text{Capacidade PEM} \times \text{Produção [h]} \times \text{FC[\%]} \quad (3.8)$$

A energia excedente é gerada pelo parque solar, mas não é consumida pelo eletrolisador durante as horas de sol. Essa energia pode ser armazenada em baterias:

$$\text{Energia excedente} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = \text{Energia PV} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] - \text{Energia PEM} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] \quad (3.9)$$

A bateria deve ser capaz de armazenar o excedente diário, para operar o eletrolisador durante as horas noturnas (equação 3.10). A capacidade ideal é:

$$\text{Capacidade diária [MWh]} \approx \frac{\text{Energia excedente} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right]}{365 \text{ dias}} \quad (3.10)$$

Os cálculos podem ser consultados no Apêndice A, secção A.3, considerando uma capacidade de bateria de 3 MW para otimizar o processo do eletrolisador, resultando numa produção adicional de 984 MWh/ano.

**Custo Inicial baterias 3 MW:** 1 200 000 €

**Custos O&M (5%):** 60 000 €/ano

### 3.3.2.1 Resultados Obtidos para produção *off-grid* - Solar

Na simulação para um parque de 100 MW, considerou-se inicialmente um sobredimensionamento proporcional ao aplicado no parque de 1 MW, como forma de assegurar a viabilidade operacional do sistema e a sua capacidade para responder às flutuações na produção de energia renovável. Contudo, este critério resultaria num dimensionamento de 300 MW para a bateria, um valor que, apesar de tecnicamente possível, é pouco realista face aos padrões atuais de armazenamento energético, tanto em termos de custos como de implementação tecnológica.

De forma a garantir a exequibilidade do modelo e a coerência com os parâmetros do setor, optou-se por limitar a capacidade máxima da bateria a 150 MW (Apêndice A, secção A.4). Esta escolha equilibra o custo-benefício do sistema, assegurando uma capacidade de armazenamento robusta sem comprometer excessivamente o investimento ou a sustentabilidade económica do projeto.

Esta abordagem reforça o objetivo de manter o modelo o mais próximo possível da realidade, considerando não apenas os avanços tecnológicos, mas também os desafios práticos de implementação e os custos associados a infraestruturas desta escala. Os resultados obtidos podem ser verificados na Tabela 3.3 e os cálculos constam no Apêndice A, secções A.5 e A.6.

Tabela 3.3 - Dados relativos à produção *off-grid* - Solar.

Categoria	Eletrolisador PEM	
	1 MW	100 MW
Custo inicial CAPEX [€]	1970000	150000000
CAPEX Solar [€]	1500000	120000000
CAPEX Baterias [€]	1200000	45000000
Total CAPEX [€]	4670000	315000000
Capacidade bateria utilizada [MW]	3	150
OPEX eletrolisador [€/ano]	63500	6350000
Consumo anual [MW]	2955	317500
Rendimento [%]	70	
Custo água [€/L]	2068,50	222250
Produção anual H2 [kg]	52486,68	5639431,62
Custo água [€/L]	0,0018	
Custo total água [€/ano]	850,28	91358,79
OPEX Solar [€/ano]	30000,00	2400000,00
OPEX Baterias [€/ano]	60000,00	2250000,00
Custos totais OPEX [€/ano]	154350,28	11091358,79
CAPEX amortizado [€/ano]	475649,82	32083445,78
Custo H2 [€/kg]	12,00	7,66

### 3.3.3 Produção de hidrogénio *off-grid* - Eólico

Na simulação com parque eólico dedicado, foram aplicados os mesmos cálculos utilizados na simulação com energia solar, o que permite uma comparação direta entre as duas abordagens. Esta análise destaca-se pelo CAPEX associado à energia eólica ser significativamente mais elevado, devido aos custos mais altos relacionados com a instalação de aerogeradores e infraestruturas associadas. No entanto, a energia eólica apresenta uma vantagem crucial: uma maior exposição a horas de produção ao longo do ano, graças à consistência e previsibilidade do recurso eólico em muitas regiões.

Esta maior disponibilidade operacional traduz-se num aumento potencial da produtividade, o que pode, em muitos casos, compensar o investimento inicial mais elevado. Dessa forma, a escolha entre as duas fontes deve ser ponderada não apenas em função dos custos iniciais, mas também do retorno esperado ao longo da vida útil do projeto, considerando fatores locais, políticas de apoio e a viabilidade técnica.

#### 3.3.3.1 Resultados Obtidos para produção *off-grid* - Eólico

Os cálculos detalhados desta simulação encontram-se no Apêndice A, secções A.7 e A.8, com os principais resultados resumidos na tabela seguinte.

Tabela 3.4 - Dados relativos à produção *off-grid* - Eólico.

Categoria	Eletrolisador PEM	
	1 MW	100 MW
Custo inicial CAPEX [€]	1970000	15000000
CAPEX Eólico [€]	2250000	18000000
CAPEX Baterias [€]	1200000	4500000
Total CAPEX [€]	5420000	37500000
Capacidade bateria utilizada [MW]	3 MW	150 MW
OPEX eletrolisador [€/ano]	63500	6350000
Consumo anual [MW]	3500	3700
Rendimento [%]	70	
Custo água [€/L]	2450	259000
Produção anual H2 [kg]	62166,96	6571936,06
Custo água [€/L]	0,0018	
Custo total água [€/ano]	1007,10	106465,36
OPEX Eólico [€/ano]	45000,00	259000,00
OPEX Baterias [€/ano]	60000,00	2250000,00
Custos totais OPEX [€/ano]	169507,10	12306465,36
CAPEX amortizado [€/ano]	552038,97	38194578,31
Custo H2 [€/kg]	11,61	7,68

### 3.3.4 Custos de Armazenamento e Distribuição

Após o cálculo dos custos de produção do hidrogénio, é necessário considerar as etapas seguintes da cadeia de valor: o armazenamento e a distribuição. Estas fases são fundamentais, pois influenciam significativamente o custo final entregue ao consumidor, sendo especialmente importantes quando o hidrogénio é produzido longe dos centros de consumo (European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2020). A Tabela 3.5 apresenta os LCOH (*Levelised Cost Of Hydrogen*) para cada tipo de armazenamento e distribuição, de acordo com dados da Comissão Europeia.

Tabela 3.5 - Dados LCOH relativos ao armazenamento de H<sub>2</sub>.

Armazenamento	LCOH [€/kg]
Cavernas de Sal	0,24-1,02
Reservatórios de gás esgotadas	2,01-2,99
Rochas porosas	0,75-4,10
Tanques Pressurizados	1,40-2,00
Tanques Criogénicos	1,80-2,00

De acordo com os dados apresentados na Tabela 3.6, a solução de *retrofitting* destaca-se como a opção mais económica, apresentando um custo de apenas 0,0043 €/kg/km. Este valor reflete a eficiência desta abordagem em comparação com outras opções, como a construção de novos gasodutos ou o transporte por camiões, tornando-a uma alternativa particularmente atrativa para a distribuição de hidrogénio em cenários onde seja possível aproveitar infraestruturas existentes.

Tabela 3.6 - Dados LCOH relativos à distribuição de H<sub>2</sub>.

Distribuição	LCOH [€/kg/km]
Novo gasoduto 1000km	0,002
Novo gasoduto 100km	0,0024
Novo gasoduto 10km	0,0063
Novo gasoduto 1km	0,0634
<i>Retrofit</i> Gasoduto	0,0043
Camião pressurizado	0,0213
Camião Criogénico	0,097

Ao contrário dos gasodutos ou camiões, onde os custos são frequentemente expressos em €/kg/km, os custos do transporte marítimo incluem não só o transporte puro, mas também as etapas de conversão e desconversão no destino, o que eleva os valores finais.

Na Tabela 3.7, são apresentados os custos do transporte marítimo em €/kg de H<sub>2</sub>, de acordo com as diferentes tecnologias utilizadas, permitindo uma análise comparativa entre os métodos e o impacto no preço final do hidrogénio.

Tabela 3.7 - Dados LCOH relativos ao transporte por navio.

Distribuição por Navio	LCOH [€/kg]
Navio LH2	1,7-2,3
Navio NH3 (Amónia)	2,2-3,3
Navio LOHC	1,6-2,7

Os custos de armazenamento e distribuição representam uma parte significativa do preço final do hidrogénio. Tecnologias como o armazenamento em tanques pressurizados, cavernas subterrâneas ou o transporte por pipelines e camiões demonstram que, embora existam soluções eficientes, estas etapas adicionam encargos inevitáveis que aumentam o custo total.

Neste contexto, a necessidade de otimizar estas operações é evidente, pois qualquer ineficiência no armazenamento ou na distribuição reflete-se diretamente no preço ao utilizador final, comprometendo a competitividade do hidrogénio face a outras fontes de energia.

### 3.3.5 Custos para estações de abastecimento

As estações de abastecimento de hidrogénio (*Hydrogen Refuelling Stations* - HRS) são a infraestrutura final da cadeia de valor do hidrogénio, responsáveis pela entrega deste vetor energético aos utilizadores finais, nomeadamente no setor da mobilidade. Os custos associados às HRS são influenciados por fatores como a capacidade da estação, o nível de utilização, os custos de instalação e a tecnologia adotada. Estações de maior dimensão tendem a apresentar economias de escala, reduzindo o custo por quilograma de hidrogénio abastecido, enquanto estações mais pequenas, com menor volume diário, registam custos nivelados significativamente superiores (Tabela 3.8).

Tabela 3.8 - Custos de abastecimento de hidrogénio.

Estações de abastecimento	LCOH [€/kg]
Pequenas (<20MWh/dia)	2,48
Grande (>20MWh/dia)	1,26

### 3.3.6 Resultados obtidos ao longo da cadeia de valor

Após uma análise detalhada dos custos associados à produção, armazenamento, distribuição e abastecimento, foi possível determinar o preço final do hidrogénio entregue ao utilizador. Este valor reflete a integração de todas as etapas da cadeia de valor (Tabela 3.9), permitindo uma avaliação clara do impacto de cada componente no custo total. A tabela completa com os dados pormenorizados encontra-se disponível no Apêndice A, secção A.9.

Tabela 3.9 - Resultados ao longo da cadeia de valor.

<b>Etapa</b>	<b>Cust [€/kg]</b>	<b>On-Grid 1MW</b>	<b>On-Grid 100MW</b>	<b>Off-Grid Solar 1MW</b>	<b>Off-Grid Solar 100MW</b>	<b>Off-Grid Eólico 1MW</b>	<b>Off-Grid Eólico 100MW</b>
<b>Produção</b>		5,06	4,26	12,00	7,66	11,61	7,68
<b>+ Cavernas de Sal</b>	0,63	5,69	4,89	12,63	8,29	12,24	8,31
<b>+ Retrofit Gasoduto 10km</b>	0,04	5,73	4,93	12,67	8,33	12,28	8,35
<b>+ Grandes HRS</b>	1,26	6,99	6,19	13,93	9,59	13,54	9,61

Quando analisamos a produção de hidrogénio, verificamos que os melhores resultados são alcançados em instalações de maior capacidade, essencialmente devido às economias de escala. O melhor custo de produção obtido foi de 4,26 €/kg. Contudo, este valor pode não refletir uma origem totalmente verde, servindo principalmente como referência para comparação com produções em sistemas *off-grid*. Por exemplo, o melhor resultado em produção exclusivamente renovável apresentou um custo de 7,21 €/kg, alinhando-se com o novo índice do MIBGAS para hidrogénio verde na Europa, que se situa em 5,85 €/kg (MIBGAS, 2024). Este índice é influenciado por apoios estatais e europeus, evidenciando a importância de subsídios para tornar a produção de hidrogénio verde mais competitiva.

### 3.3.7 Estratégias e Aplicações

O estudo realizado até aqui reflete um custo estático ao longo da cadeia de valor do hidrogénio, evidenciando a necessidade de uma análise mais detalhada para compreender os fatores que influenciam o preço final. É neste contexto que a modelação sistémica se revela fundamental, permitindo avaliar o impacto de diferentes políticas e estratégias ao longo de todas as etapas do sistema.

Com a utilização de ferramentas de modelação, torna-se possível simular cenários que integram incentivos fiscais destacando a sua eficácia na redução do CAPEX e na estabilização dos custos. Paralelamente, iniciativas como a venda de oxigénio, a comercialização de Garantias de Origem Renovável (GOR) e a redução das tarifas de acesso à rede podem ser analisadas como fontes adicionais de receita, promovendo a sustentabilidade financeira do sistema. Ao adotar uma abordagem sistémica, é possível identificar como estratégias específicas, como a produção e armazenamento local, podem minimizar custos logísticos e perdas associadas a conversões, tornando o sistema mais eficiente. Por exemplo, produzir hidrogénio diretamente no local de consumo, utilizando energias renováveis e armazenamento em tanques ou cavernas, reduz significativamente as perdas e aumenta a eficiência global do sistema.

Estas simulações não só destacam os ciclos de *feedback* positivo que podem ser criados, como também mostram como a redução de custos e o aumento de receitas estimulam a adoção e amplificam os benefícios económicos e ambientais. Assim, através da modelação, é possível perceber como uma abordagem integrada, apoiada por políticas bem estruturadas, acelera a transição energética, reduz os custos do hidrogénio e consolida o seu papel como vetor estratégico na descarbonização.

### 3.4 Modelação em Vensim

Para o desenvolvimento deste modelo, adotou-se uma abordagem mista, combinando produção *on-grid* e *off-grid*, garantindo maior flexibilidade e otimização de custos na fase inicial do projeto. A ligação à rede permite a aquisição de eletricidade nas horas de menor preço, reduzindo os custos operacionais dos eletrolisadores. Em paralelo, foram considerados parques solares dedicados para carregar baterias, que são posteriormente descarregadas nas horas de preços mais elevados, maximizando a rentabilidade do sistema. A escolha pela energia solar, em vez da eólica, justifica-se pela maior previsibilidade da produção e pela menor complexidade técnica e territorial na sua implementação, tornando-a a opção mais adequada para o contexto do modelo.

Para o armazenamento, optou-se por cavernas de sal, dada a sua viabilidade como solução mais económica para armazenamento em larga escala. No que respeita ao transporte, a distribuição foi modelada assumindo o uso de camiões, uma vez que, apesar da prevista conversão do primeiro gasoduto para hidrogénio em Portugal no âmbito do projeto H2MED — com a adaptação da infraestrutura entre Celorico da Beira e Zamora (CelZA) —, a rede nacional de gasodutos dedicados ao hidrogénio ainda não está estabelecida. A ausência de uma infraestrutura interna consolidada justifica a escolha do transporte rodoviário como solução base para a distribuição no modelo.

Foi considerado um horizonte temporal de 25 anos, alinhado com as metas de descarbonização até 2050. Este período permite analisar a evolução dos custos, o impacto das políticas de incentivo ao hidrogénio e a adoção progressiva desta tecnologia, proporcionando uma avaliação abrangente da sua viabilidade económica e operacional a longo prazo.

Adicionalmente, foram simuladas diferentes configurações para avaliar o impacto das políticas de apoio e da estratégia energética na viabilidade económica da cadeia de valor do hidrogénio. As alternativas analisadas incluem:

- **Modelo misto sem apoios estatais:** Combina produção *on-grid* e *off-grid*, a operar sem qualquer subsídio ou incentivo governamental, refletindo um cenário de mercado puro.
- **Modelo exclusivamente renovável com apoios:** Baseia-se inteiramente em eletricidade proveniente de fontes renováveis, beneficiando de incentivos financeiros para reduzir os custos de investimento e operação.
- **Modelo renovável sem apoios:** Utiliza apenas energia solar, sem qualquer suporte governamental.

### 3.4.1 Descrição do Modelo

O estudo teve como base os dados obtidos nos cálculos anteriores, assumindo uma configuração inicial com um eletrolisador de 1 MW, uma bateria de 3 MW e painéis fotovoltaicos com 1,1 MW de capacidade instalada.

Para simular a procura, utilizou-se o preço do índice do MIBGAS, fixado em 5,75 €/kg, como referência para o custo do hidrogénio no mercado. Este valor permitiu avaliar a competitividade da produção modelada e a viabilidade económica do sistema ao longo do horizonte temporal definido. A capacidade de armazenamento foi dimensionada para acomodar toda a produção, garantindo que não houvesse restrições, enquanto a distribuição considerou que 90% do hidrogénio armazenado seria efetivamente entregue, refletindo perdas e consumo interno.

O preço final foi inicialmente reduzido por um apoio à produção nos primeiros 10 anos, incentivando o desenvolvimento da infraestrutura. Após este período, o modelo assume uma transição para apoios à comercialização durante os 15 anos seguintes. Além destes incentivos, a venda de oxigénio, especialmente para o setor hospitalar, e a comercialização de certificados verdes proporcionam receitas adicionais, reduzindo os custos operacionais e melhorando a rentabilidade do sistema.

A Figura 3.2 representa o modelo desenvolvido para a cadeia de valor do hidrogénio (Apêndice B, secção B.1), considerando os seguintes elementos:

- **Produção:** Determinada pela capacidade instalada dos eletrolisadores, pelo dimensionamento de parques renováveis dedicados e pelo uso de baterias para garantir estabilidade no fornecimento de energia.
- **Armazenamento e Distribuição:** Inclui os custos associados ao armazenamento do hidrogénio produzido e a sua distribuição ao consumidor final.
- **Custo da Cadeia de Valor:** Calculado com base no CAPEX, OPEX e na eficiência global do sistema, refletindo o impacto das decisões de investimento no custo final.



### 3.4.2 Variáveis e Relações Consideradas

A construção deste modelo de simulação é fundamental para entender a dinâmica envolvente na cadeia de valor do hidrogénio, desde a sua produção até ao consumo final. O modelo integra uma diversidade de variáveis interligadas que são essenciais para simular as interações complexas dentro da cadeia, permitindo analisar como alterações em um único elemento podem reverberar por todo o sistema. Todas as variáveis utilizadas, incluindo aquelas com funções mais específicas e complementares, estão detalhadas no Apêndice B, secções B.2 e B.3.

Principais variáveis do modelo:

- **Procura de Hidrogénio (Fluxo):** Representa o índice de procura por hidrogénio, influenciada pela atratividade de mercado.
- **Atratividade do Mercado (Fluxo):** Determina o nível de interesse pelo hidrogénio, afetando a procura.
- **Incremento da Procura (Fluxo):** Taxa de crescimento da procura ao longo do tempo.
- **Custo de Produção de Hidrogénio (Fluxo):** Engloba o CAPEX e OPEX associados à produção de hidrogénio.
- **Produção Anual de Hidrogénio (Fluxo):** Quantidade total de hidrogénio produzida anualmente.
- **Custo Final de Hidrogénio (Fluxo):** Agrega todos os custos desde a produção até ao consumo final, incluindo armazenamento e distribuição.
- **Custo de Armazenamento de Hidrogénio (Fluxo):** Custo associado ao armazenamento do hidrogénio produzido.
- **Custo de Distribuição de Hidrogénio (Fluxo):** Custo para transportar e distribuir o hidrogénio até ao consumidor final.
- **Capacidade Instalada de Eletrolisadores (Stock):** Capacidade atual dos eletrolisadores instalados para a produção de hidrogénio.
- **Nova Capacidade E (Stock):** Incremento na capacidade de eletrolisadores.
- **Nova Capacidade R (Stock):** Incremento na nova capacidade de energias renováveis.
- **Nova Capacidade B (Stock):** Incremento na nova capacidade de baterias.

As variáveis principais mencionadas estão detalhadas na Tabela 3.10, que inclui as fórmulas usadas no modelo e as respetivas unidades.

Tabela 3.10 - Principais variáveis consideradas.

Variável	Expressão	Un.
<b>Procura Hidrogénio</b>	Incremento Procura - Défice	Nº
<b>Atratividade Mercado</b>	MAX(0, Preço Competitivo-Custo Final Hidrogénio)	€/kg
<b>Incremento Procura</b>	Coeficiente Elasticidade*Atratividade Mercado	Nº
<b>Custo Produção Hidrogénio</b>	$((\text{Total CAPEX} \cdot \text{Taxa de Desconto} / (1 - (1 + \text{Taxa de Desconto})^{-20})) + \text{Total OPEX}) / \text{Produção Anual Hidrogénio}$	€/kg
<b>Produção Anual Hidrogénio</b>	Energia Eletrolisador Nec*Eficiência do Eletrolisador*1000/39.41	MW
<b>Custo Final Hidrogénio</b>	Custo Produção Hidrogénio+Custo Armazenamento Hidrogénio+Custo Distribuição Hidrogénio-Redução Custo Oxigénio-Redução Vendas GOR-Apoio Comercialização	€/kg
<b>Custo Armazenamento Hidrogénio</b>	Custo Total Armazenamento/(Hidrogénio Armazenamento+0.001)	€/kg
<b>Custo Distribuição Hidrogénio</b>	$0.5 / (1 + \text{LOG}(\text{Hidrogénio Distribuído Acumulado} + 1, 100))$	€/kg
<b>Capacidade Instalada Eletrolisadores</b>	Nova Capacidade E	MW
<b>Nova Capacidade E</b>	Procura Hidrogénio	MW
<b>Nova Capacidade R</b>	MAX(0, Capacidade Renovável Nec-Capacidade Instalada Renováveis)	MW
<b>Nova Capacidade B</b>	Capacidade Instalada Renováveis*0.1	MW

Para compreender as dinâmicas fundamentais que influenciam a adoção do hidrogénio, o modelo desenvolvido foi analisado em diferentes níveis de complexidade. Embora a estrutura completa mostre múltiplas variáveis interligadas e detalhadas, foi essencial simplificar algumas relações no panorama macro, permitindo uma interpretação mais clara dos principais ciclos de reforço e balanço que moldam a viabilidade do hidrogénio.

Nesta estrutura, identificam-se ciclos de reforço (R), que impulsionam o crescimento contínuo da produção à medida que a capacidade instalada e a distribuição aumentam. Ao mesmo tempo, surgem ciclos de balanço (B) que atuam principalmente sobre a diminuição dos preços e custos, tornando o hidrogénio mais acessível e competitivo ao longo do tempo.

A dualidade entre o crescimento da produção e a redução progressiva dos custos evidencia como o hidrogénio pode tornar-se uma alternativa viável no mercado energético. A Figura 3.3 ilustra esta dinâmica, destacando a relação entre a atratividade do mercado, a procura e os custos da cadeia de valor do hidrogénio. O ciclo de reforço (R) mostra que um aumento da procura impulsiona a produção, levando à expansão da capacidade instalada e à geração de economias de escala, o que resulta numa redução dos custos da cadeia de valor do hidrogénio. Como consequência, o ciclo de balanço (B) evidencia que a diminuição dos custos aumenta a atratividade da tecnologia, tornando-a mais competitiva face a outras fontes de energia e, por sua vez, estimulando um novo aumento da procura. Este processo demonstra um mecanismo de crescimento sustentado, onde a redução dos custos desempenha um papel fundamental na adoção do hidrogénio no mercado energético.

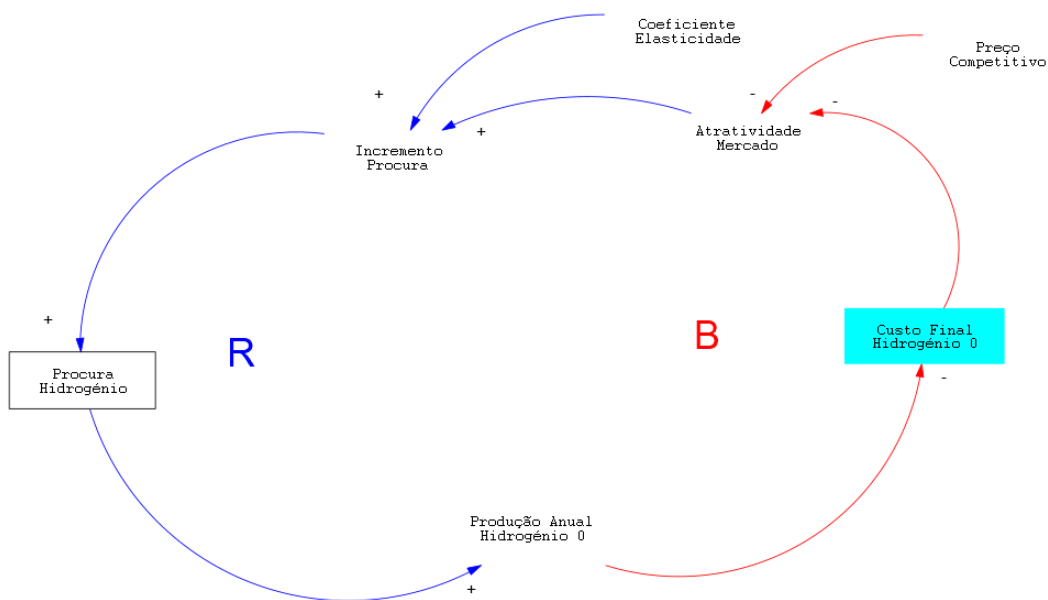


Figura 3.3 - Diagrama de relação entre procura e custo final do hidrogénio.

Para ilustrar mais a fundo, o aumento da procura por hidrogénio não só impulsiona a produção, mas também acelera o desenvolvimento tecnológico e a inovação ao longo de toda a cadeia de valor. Essa aceleração é fundamental para atingir melhorias contínuas na eficiência dos processos de produção de hidrogénio, particularmente através do avanço em tecnologias de eletrolisadores. A melhoria contínua na tecnologia dos eletrolisadores pode levar a uma redução significativa nos custos operacionais e de capital, o que, por sua vez, fortalece a competitividade do hidrogénio comparativamente a outras fontes energéticas.

O diagrama da Figura 3.4 representa um ciclo de reforço (R) na produção de hidrogénio, evidenciando a influência da capacidade instalada dos eletrolisadores sobre os custos de produção. Neste ciclo, o aumento da capacidade instalada leva a um acréscimo da produção anual de hidrogénio, o que, por sua vez, permite beneficiar de economias de escala, reduzindo os custos unitários de produção. À medida que os custos diminuem, torna-se mais atrativo expandir a capacidade produtiva com a instalação de novos eletrolisadores, alimentando um processo contínuo de crescimento.

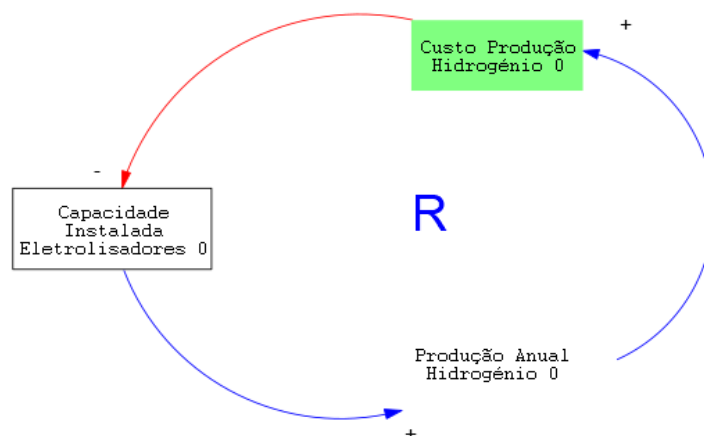


Figura 3.4 - Diagrama de relação entre produção e custos de produção

Esta dinâmica traduz um mecanismo de autorreforço, onde a redução dos custos não só torna o hidrogénio mais competitivo no mercado, como também incentiva novos investimentos na produção. O efeito cumulativo deste ciclo pode acelerar significativamente a adoção do hidrogénio como vetor energético, desde que existam condições favoráveis ao investimento e políticas que apoiem a sua implementação sustentável. A análise deste ciclo de reforço revela não apenas a interdependência entre a capacidade de produção e os custos associados, mas também destaca a importância de políticas de apoio que possam facilitar a transição para energias mais limpas e sustentáveis. Por exemplo, subsídios governamentais ou reduções fiscais para tecnologias de hidrogénio podem acelerar a expansão da capacidade instalada, impulsionando assim a produção enquanto diminui os custos operacionais.

Finalmente, é importante considerar o impacto mais amplo de tais desenvolvimentos no mercado energético global. À medida que o hidrogénio se torna uma opção mais atraente devido à redução de custos e ao aumento da capacidade de produção, espera-se que haja uma reconfiguração significativa nas dinâmicas do mercado de energia, com possíveis impactos nas estratégias energéticas nacionais e internacionais.

A Figura 3.5 destaca um ciclo de reforço crítico na infraestrutura de energias renováveis, mostrando como o aumento na capacidade instalada de energias renováveis impulsiona uma expansão correspondente na capacidade de armazenamento de energia. A natureza intermitente da geração de energias renováveis, como a solar e eólica, exige soluções de armazenamento robustas para maximizar a eficiência e a utilização dessas fontes energéticas. À medida que a capacidade de armazenamento aumenta, torna-se possível aproveitar os períodos de alta produção energética para armazenar energia excedente, que pode ser utilizada durante períodos de menor geração direta.

Este armazenamento aprimorado permite uma operação mais independente da rede, reduzindo a necessidade de recorrer à energia proveniente de fontes não renováveis em horas de pico ou de baixa produção renovável. Tal independência não só aumenta a produção total de energia renovável como também reduz a dependência da infraestrutura de rede tradicional, resultando em uma operação energética mais sustentável e autossuficiente. Este aumento na geração total e na autossuficiência energética torna o investimento em energias renováveis ainda mais atraente, incentivando um ciclo contínuo de investimentos e expansão da capacidade renovável.

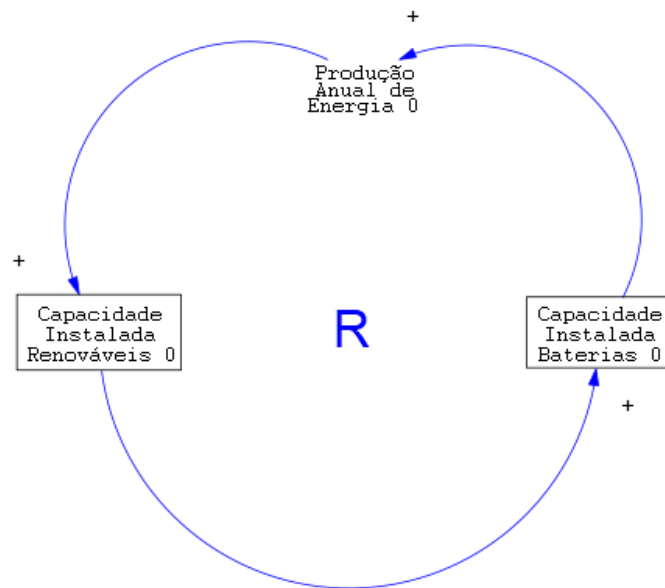


Figura 3.5 - Diagrama de relação entre tecnologias renováveis e produção de energia sem acesso à rede. Essa dinâmica reforça a importância de investir em tecnologias de armazenamento avançadas como componente integral dos sistemas de energia renovável. O desenvolvimento coordenado de capacidade renovável e soluções de armazenamento não apenas otimiza o uso da energia gerada, mas também sustenta um ciclo de crescimento que beneficia o ambiente, os consumidores e a economia.

A Figura 3.6 apresenta um ciclo de reforço (R) e um ciclo de balanço (B). O ciclo de reforço demonstra como o aumento na distribuição de hidrogénio incentiva um aumento correspondente na produção anual. Este aumento na produção é uma resposta natural ao crescimento da procura no mercado, refletindo a necessidade de atender a um consumo crescente. À medida que mais hidrogénio é produzido e distribuído, a infraestrutura e os processos de produção tornam-se mais eficientes, contribuindo para a redução dos custos de produção.

Por outro lado, o ciclo de balanço (B) foca-se no impacto da produção anual de hidrogénio nos custos finais. À medida que a produção anual aumenta, beneficia-se de economias de escala que reduzem o custo final do hidrogénio. Este decréscimo nos custos torna o hidrogénio mais atrativo e competitivo no mercado, estimulando ainda mais a procura e, conseqüentemente, a produção e distribuição. Este mecanismo de feedback negativo ajuda a estabilizar os preços do hidrogénio e a torná-lo uma opção mais viável comparativamente a outras fontes de energia.

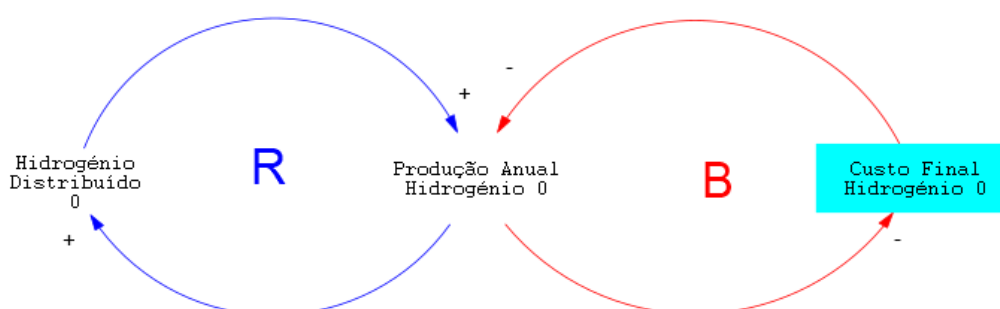


Figura 3.6 - Diagrama de relação entre produção, distribuição e custo final.

Para uma compreensão abrangente das interações entre as variáveis que influenciam a cadeia de valor do hidrogénio, foi desenvolvido um modelo global que consolida as relações entre as diferentes variáveis. Este modelo apresenta uma visão sistémica das relações causais, destacando os fatores que impulsionam a adoção do hidrogénio e os elementos que atuam como mecanismos de regulação. A versão completa deste modelo pode ser consultada no Apêndice B, secção B.4.

### 3.4.3 Avaliação e Análise do Modelo Desenvolvido

A análise do modelo desenvolvido oferece uma visão detalhada da evolução das principais variáveis da cadeia de valor do hidrogénio ao longo do tempo, permitindo identificar tendências e padrões que influenciam diretamente a viabilidade da sua adoção. Um dos elementos centrais analisados é o comportamento da procura de hidrogénio ao longo dos 25 anos da simulação. Esta análise temporal é particularmente relevante ao considerarmos que estamos em 2025 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica estabelece metas que se estendem até 2050, deixando um período de 25 anos para alcançar os objetivos delineados. Este prazo sublinha a urgência e a importância de estratégias eficazes que apoiem a transição energética e contribuam para a redução significativa das emissões de carbono.

O Gráfico 3.1 apresenta a evolução da procura de hidrogénio ao longo do tempo, considerando quatro simulações distintas: Modelo Renovável sem apoios, Modelo Renovável, Modelo Misto sem apoios e Modelo Misto. Em todas as simulações, a procura inicial é reduzida, refletindo a incerteza e a adoção gradual da tecnologia. No entanto, observa-se um crescimento acelerado à medida que o hidrogénio ganha aceitação e infraestruturas são desenvolvidas.

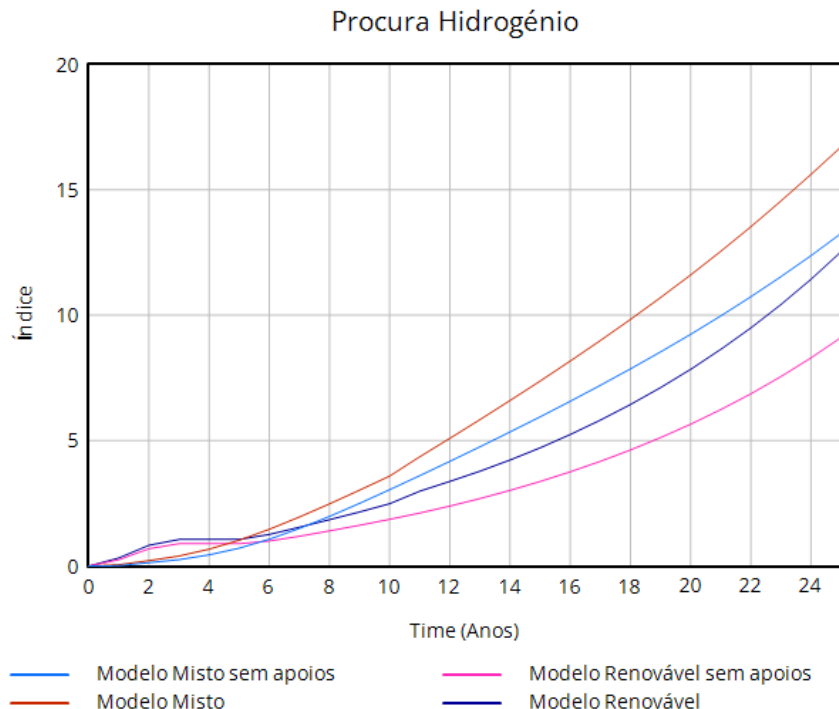


Gráfico 3.1 - Procura de hidrogénio ao longo da simulação.

A procura no Modelo Misto apresenta a trajetória mais elevada, demonstrando um maior crescimento em comparação com os restantes cenários. O Modelo Renovável sem apoios, por outro lado, regista a procura mais baixa, evidenciando um crescimento mais contido devido à ausência de incentivos. Os modelos com apoios, tanto no cenário renovável como misto, mostram uma aceleração mais pronunciada da procura, sugerindo que políticas de incentivo desempenham um papel crucial na adoção do hidrogénio. De forma geral, todas as simulações indicam um crescimento não linear e progressivo, com a procura a atingir, ao fim de 25 anos, valores entre aproximadamente 9 e 16 vezes o valor inicial, dependendo do modelo considerado.

O Gráfico 3.2 mostra a evolução da capacidade instalada de eletrolisadores ao longo do tempo, evidenciando um crescimento significativo à medida que a procura por hidrogénio se intensifica. No início do período, a capacidade instalada é de apenas 1 MW, refletindo uma procura extremamente baixa e uma adoção inicial muito limitada da tecnologia.

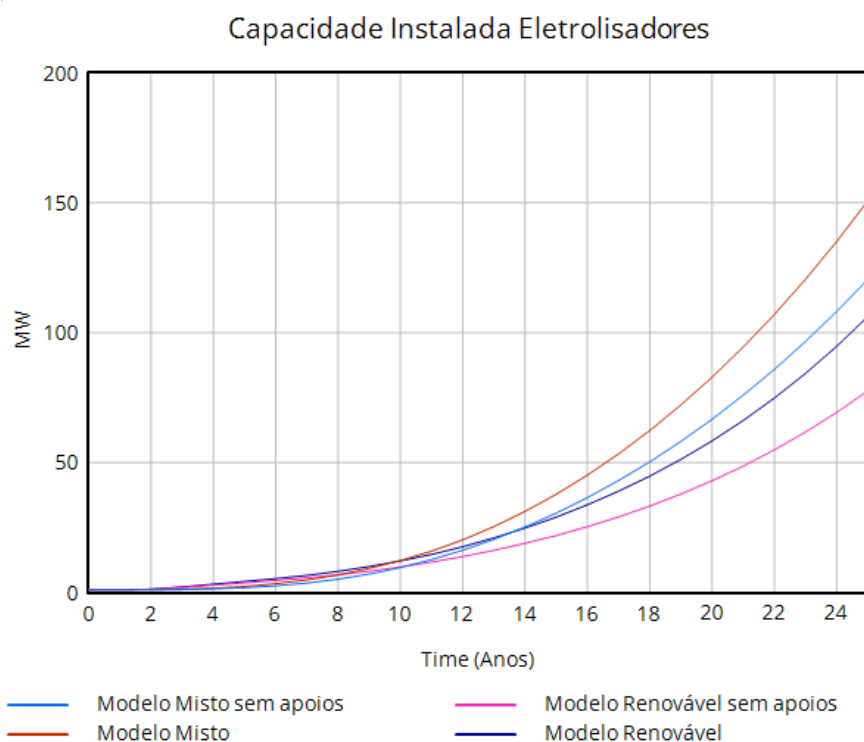


Gráfico 3.2 - Evolução da capacidade instalada de eletrolisadores.

Nos primeiros anos, o crescimento é lento, mas a partir da segunda década observa-se uma aceleração marcada, impulsionada pelo aumento da procura e pelo desenvolvimento do mercado. Os cenários sem apoios apresentam um crescimento mais gradual, enquanto aqueles que incluem incentivos registam um aumento mais expressivo da capacidade instalada. No final do período analisado, a diferença entre os

cenários é significativa, com o modelo mais favorável a ultrapassar os 150 MW, enquanto o modelo renovável sem apoios fica pelos 78 MW, demonstrando o impacto das políticas de incentivo na expansão da infraestrutura de produção de hidrogénio.

O Gráfico 3.3 apresenta a evolução da capacidade instalada de fontes renováveis, acompanhando o crescimento da procura por hidrogénio e da infraestrutura de eletrólise. Inicialmente, a capacidade instalada é de 1,1 MW, refletindo a adoção ainda limitada da tecnologia. Com um fator de sobredimensionamento de 20% a cada nova capacidade de eletrolisadores, a expansão ocorre de forma acelerada, especialmente nos cenários com apoios.

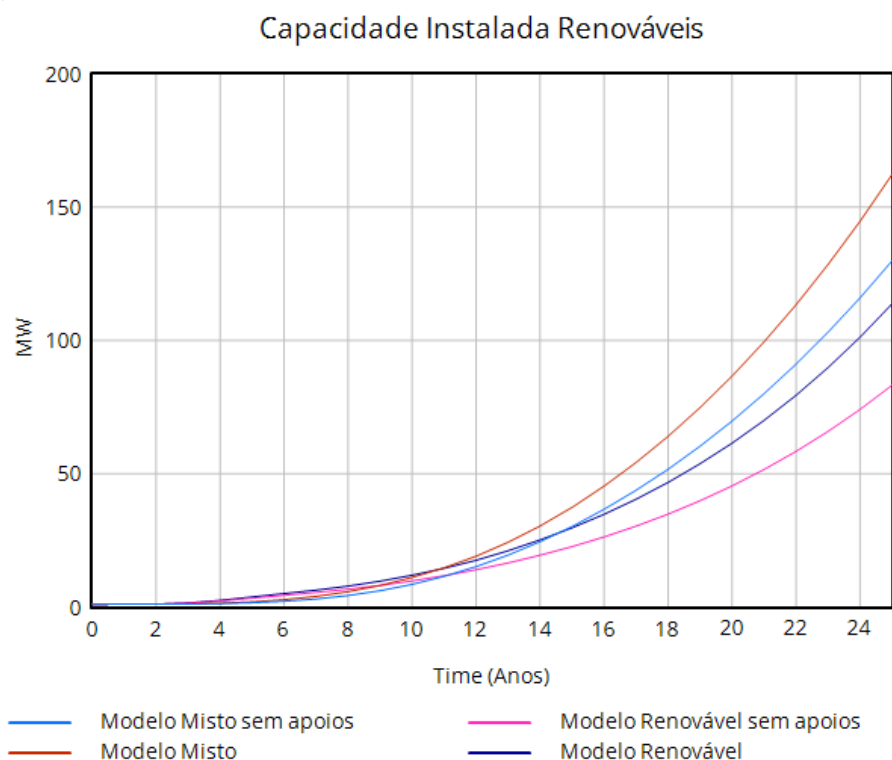


Gráfico 3.3 - Evolução da capacidade de renováveis ao longo dos anos.

No final do período analisado, a capacidade instalada atinge 162 MW no modelo misto, evidenciando a necessidade de um crescimento proporcional da geração renovável para sustentar a produção de hidrogénio. Embora a capacidade renovável possa ser desproporcional à capacidade de eletrolisadores, a viabilidade deste cenário depende de uma maior capacidade de baterias para armazenar o excedente.

O Gráfico 3.4 reflete essa dinâmica, mostrando a evolução da capacidade instalada de baterias ao longo do tempo. A expansão das baterias é impulsionada pela necessidade de armazenar o excedente energético, reduzindo a dependência da importação de eletricidade da rede. Contudo, baterias com esta capacidade tendem a ter custos elevados e, apesar dos benefícios das economias de escala, o investimento pode não ser justificado. O retorno financeiro ocorre num horizonte mais alargado, o que pode comprometer a atratividade económica da solução face a outras alternativas para equilibrar a oferta e a procura de energia.

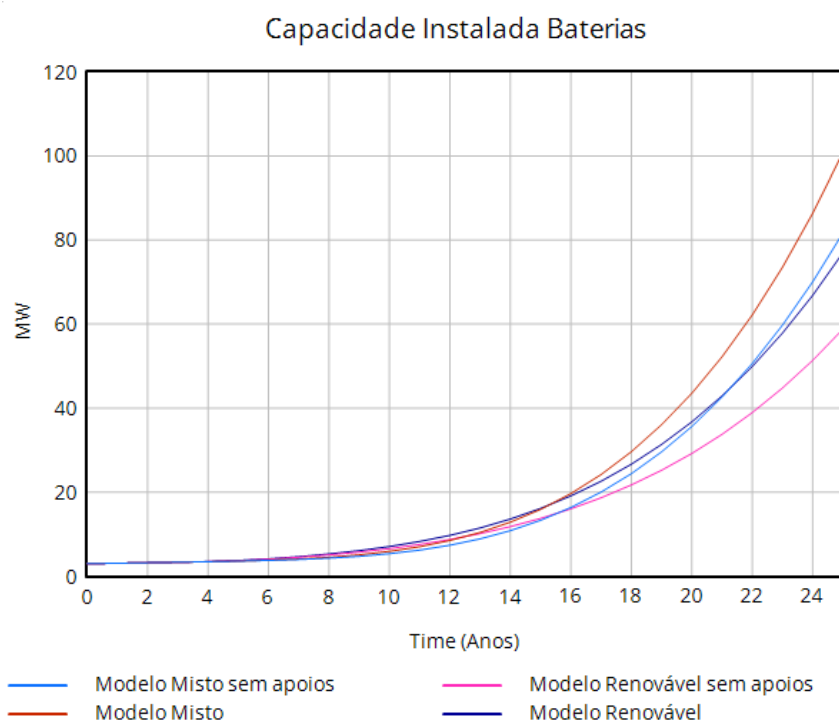


Gráfico 3.4 - Evolução da capacidade de armazenamento em baterias.

A necessidade de baterias revela-se especialmente importante nos modelos exclusivamente renováveis, onde a variabilidade da geração pode resultar em períodos de inatividade dos eletrolisadores. Como a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis nem sempre coincide com os momentos de maior consumo para a eletrólise, o armazenamento torna-se essencial para minimizar desperdícios e garantir um fornecimento mais estável. Nos cenários onde há uma maior capacidade de armazenamento, a energia excedente pode ser utilizada em momentos de menor produção, permitindo que os eletrolisadores operem durante mais horas e aumentando a eficiência global do sistema. A diferença entre os modelos mais e menos favoráveis reflete-se numa capacidade de armazenamento 42% superior nos cenários mais robustos, o que reduz a necessidade de importar eletricidade da rede e melhora a autonomia da produção de hidrogénio.

Apesar disso, a discrepância na produção de hidrogénio é ainda mais significativa. O modelo mais favorável atinge uma produção anual de 20,8 milhões de kg, enquanto o menos favorável se fica pelos 3,21 milhões de kg, o que representa uma diferença de aproximadamente 548% (Gráfico 3.5). Isto demonstra que, embora uma maior capacidade de baterias contribua para uma utilização mais eficiente da eletrólise, o fator determinante para a produção de hidrogénio continua a ser a disponibilidade de eletricidade e a capacidade instalada de eletrolisadores. Assim, mesmo com um reforço no armazenamento, os cenários menos favoráveis registam uma produção muito inferior, limitando a sua competitividade face a modelos mais robustos.

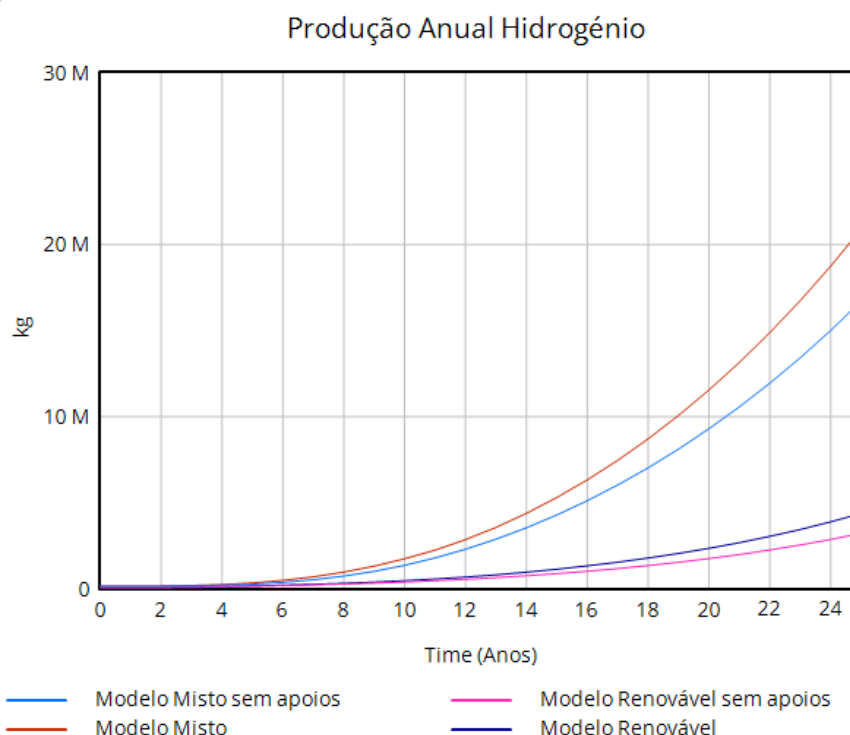


Gráfico 3.5 - Produção anual de hidrogénio ao longo dos anos.

O custo de produção de hidrogénio é um dos principais fatores determinantes para a sua competitividade face a outras fontes de energia. Ao longo do tempo, este custo tende a diminuir devido a vários fatores, incluindo o aumento da escala de produção, a maturação das infraestruturas e os avanços tecnológicos que melhoram a eficiência do processo. Os modelos mistos demonstram um custo de produção significativamente mais baixo, com um valor final de 3,31 €/kg nos cenários com apoios e de 3,59 €/kg sem apoios. Em contraste, os modelos exclusivamente renováveis apresentam custos consideravelmente mais elevados, atingindo 7,41 €/kg no melhor caso e 8,53 €/kg sem apoios. Esta discrepância reflete os desafios da produção de hidrogénio baseada unicamente em fontes renováveis, onde a intermitência da geração e a necessidade de armazenamento aumentam os custos operacionais e de infraestrutura.

O Gráfico 3.6 apresenta a evolução do custo de produção de hidrogénio ao longo do tempo, evidenciando uma tendência de redução gradual.

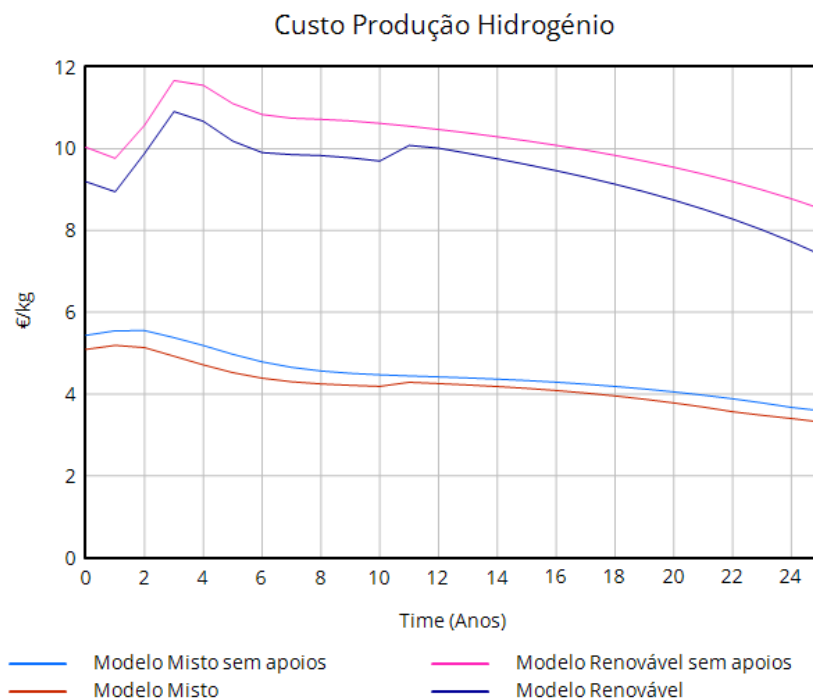


Gráfico 3.6 - Custos de produção ao longo dos anos.

No caso dos modelos mistos, verifica-se que ambos convergem para valores relativamente próximos, uma vez que o apoio à produção é mais evidente nos primeiros 10 anos. Após esse período, o modelo misto sem apoios beneficia da maturação do mercado e do crescimento natural da indústria, aproximando-se gradualmente do modelo que teve um “choque” inicial de apoios. Esta dinâmica reflete a importância dos incentivos no arranque da cadeia de valor do hidrogénio, mas também evidencia que, a longo prazo, o próprio desenvolvimento do setor permite reduzir custos, tornando a produção mais eficiente e economicamente sustentável.

No entanto, para garantir uma transição equilibrada, é fundamental que existam planos estruturados para a redução gradual dos apoios, de forma a evitar um impacto abrupto na atratividade do hidrogénio. Uma retirada demasiado repentina pode criar um choque no mercado, comprometendo os investimentos e desacelerando o crescimento da indústria. Assim, uma estratégia bem definida para a diminuição progressiva dos incentivos é essencial para assegurar a competitividade do hidrogénio sem comprometer o seu desenvolvimento sustentável no longo prazo.

O Gráfico 3.7 apresenta a evolução do armazenamento de hidrogénio ao longo do tempo, tendo sido considerado para efeitos de simulação o armazenamento em cavernas de sal. Nos primeiros anos, o armazenamento é reduzido em todos os cenários, uma vez que a produção inicial ainda é limitada e a procura acompanha de perto a oferta. No entanto, à medida que a capacidade instalada aumenta e a produção se intensifica, verifica-se um crescimento mais acentuado na quantidade de hidrogénio armazenado, especialmente nos modelos mistos.

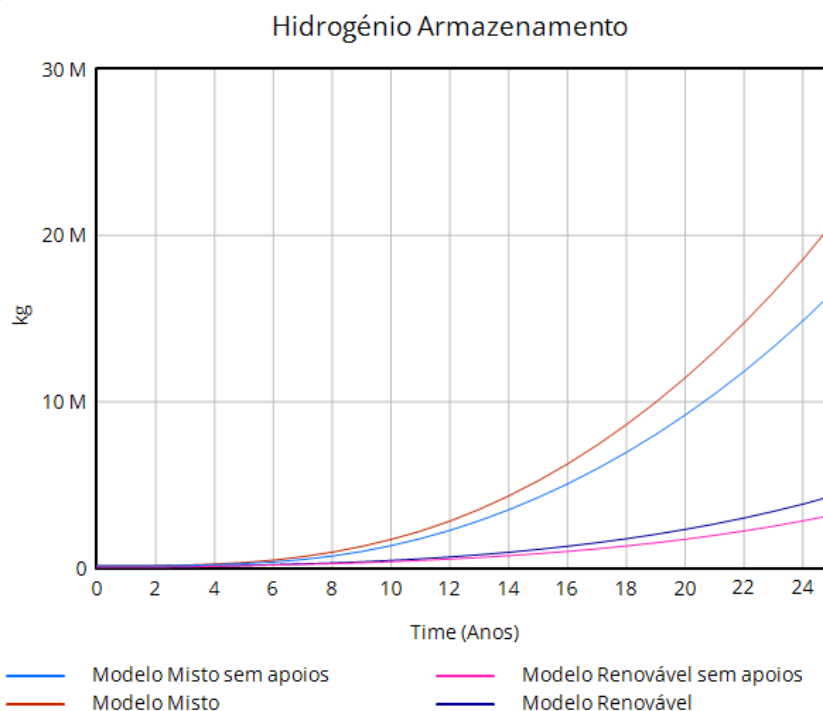


Gráfico 3.7 - Quantidade de hidrogénio armazenado ao longo dos anos.

Os modelos mistos destacam-se com um volume significativamente maior de hidrogénio armazenado ao longo do período analisado, sendo que o modelo mais favorável ultrapassa os 20 milhões de kg no final dos 25 anos. Isto deve-se ao facto de beneficiarem de um fornecimento elétrico mais estável e de uma produção superior, permitindo acumular maiores quantidades de hidrogénio. Já nos modelos exclusivamente renováveis, a menor produção e a intermitência da geração limitam o volume de armazenamento, resultando em valores bastante inferiores.

O processo de conversão para armazenamento e a posterior reconversão para distribuição envolve inevitavelmente perdas operacionais. Neste estudo, considerou-se uma taxa de perdas de 1%, refletindo as ineficiências associadas ao manuseamento e transporte do hidrogénio ao longo da cadeia de valor. Estas perdas impactam o volume efetivo de hidrogénio distribuído, uma vez que parte da produção não chega ao consumidor final.

O Gráfico 3.8 apresenta a evolução do hidrogénio distribuído ao longo do tempo, excluindo o hidrogénio que tenha sido consumido diretamente ou perdido durante os processos de conversão. Nos primeiros anos, os volumes distribuídos são reduzidos, refletindo a ainda limitada capacidade de produção e a infraestrutura de distribuição incipiente. Com o passar do tempo, à medida que a produção se intensifica e a procura aumenta, verifica-se uma aceleração significativa na quantidade de hidrogénio entregue.

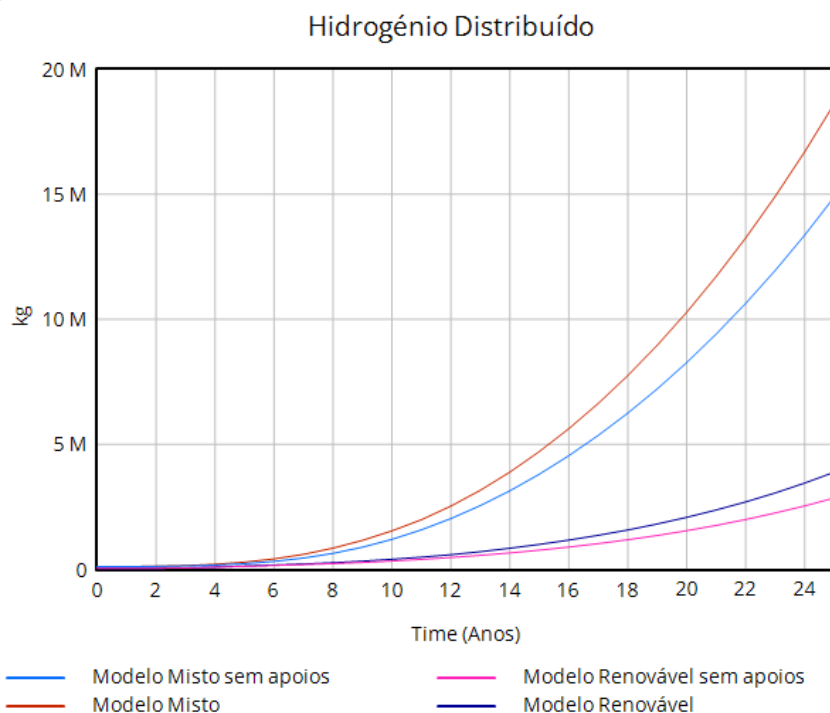


Gráfico 3.8 - Hidrogénio Distribuído ao longo dos anos.

Os modelos mistos voltam a destacar-se, atingindo valores de 18 milhões de kg no final do período analisado, enquanto os modelos exclusivamente renováveis apresentam volumes bastante inferiores, condicionados pela menor produção e pela intermitência da geração elétrica. Esta tendência evidencia que, para garantir uma distribuição eficiente e sustentada, é necessário um planeamento adequado da infraestrutura logística, minimizando perdas e assegurando a competitividade do hidrogénio como vetor energético.

A produção de hidrogénio por eletrólise não só gera hidrogénio como também resulta na formação de oxigénio como subproduto. Este oxigénio pode ser comercializado no setor industrial e hospitalar, proporcionando uma receita adicional que ajuda a compensar os custos da cadeia de valor do hidrogénio. Atualmente, o preço médio de venda do oxigénio situa-se em 0,10€ por kg, sendo que para cada 1 kg de hidrogénio produzido são gerados aproximadamente 8 kg de oxigénio. Assim, considerando

volumes elevados de produção de hidrogénio, a valorização do oxigénio pode representar uma fonte de rendimento significativa para os produtores (Gráfico 3.9).

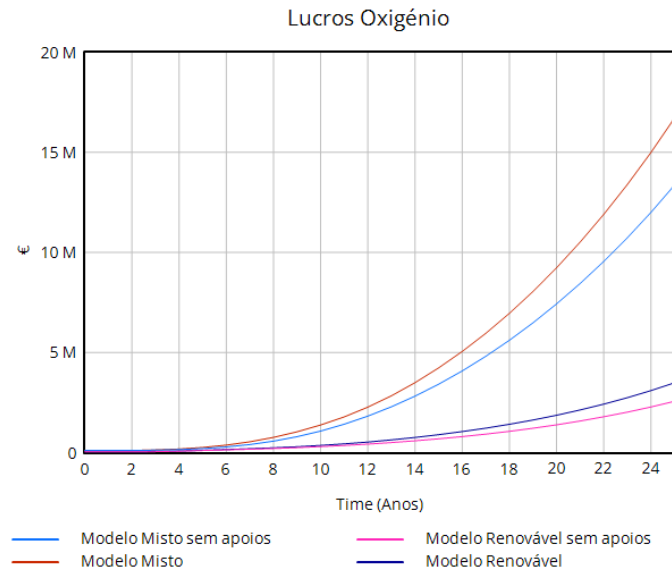


Gráfico 3.9 - Lucros obtidos com venda de oxigénio como subproduto.

Além disso, a produção renovável associada ao processo de eletrólise pode ser certificada através de Garantias de Origem Renovável (GOR), que garantem que a eletricidade utilizada no processo provém de fontes limpas. Em Portugal, estas garantias estão a ser comercializadas a um preço médio de 0,15€ por MW, permitindo que os produtores de hidrogénio renovável obtenham um rendimento adicional ao vender estas certificações a empresas que procuram demonstrar a sua sustentabilidade ambiental (Gráfico 3.10).

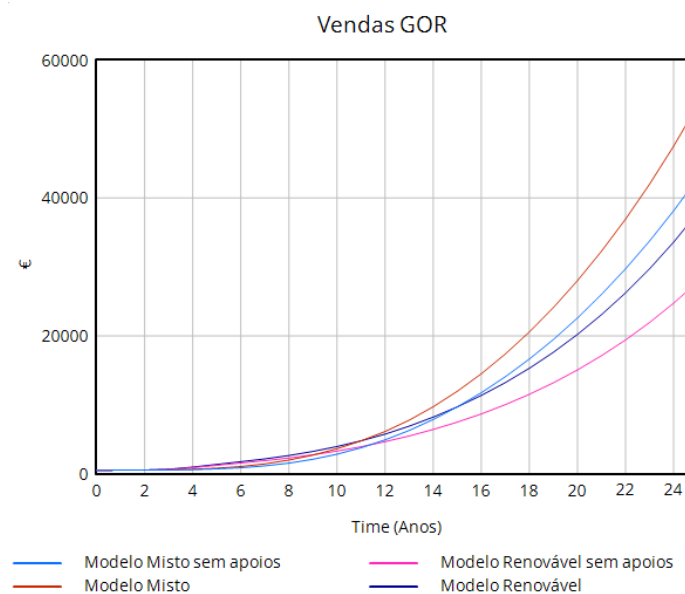


Gráfico 3.10 - Venda de Garantias de Origem Renovável.

Ao longo do horizonte temporal de 25 anos, verificou-se uma redução substancial do custo da cadeia de valor do hidrogénio, passando de valores iniciais superiores a 5,10 €/kg para um valor final de 2,93 €/kg, conforme demonstrado no Gráfico 3.11. Esta diminuição foi impulsionada pelo crescimento da capacidade instalada, pelo aproveitamento das economias de escala e pela valorização de receitas complementares, como a comercialização de oxigénio e Garantias de Origem Renovável. Os incentivos estatais desempenharam um papel determinante nesta trajetória de redução de custos. Inicialmente, os apoios à produção facilitaram a implementação da infraestrutura necessária, enquanto, numa fase posterior, a transição para incentivos direcionados à comercialização, com um apoio padrão de 0,50 €/kg, ajudou a estabilizar o setor. Este modelo de apoio progressivo foi essencial para garantir a viabilidade económica do hidrogénio, permitindo que o mercado se tornasse mais resiliente e sustentável a longo prazo.

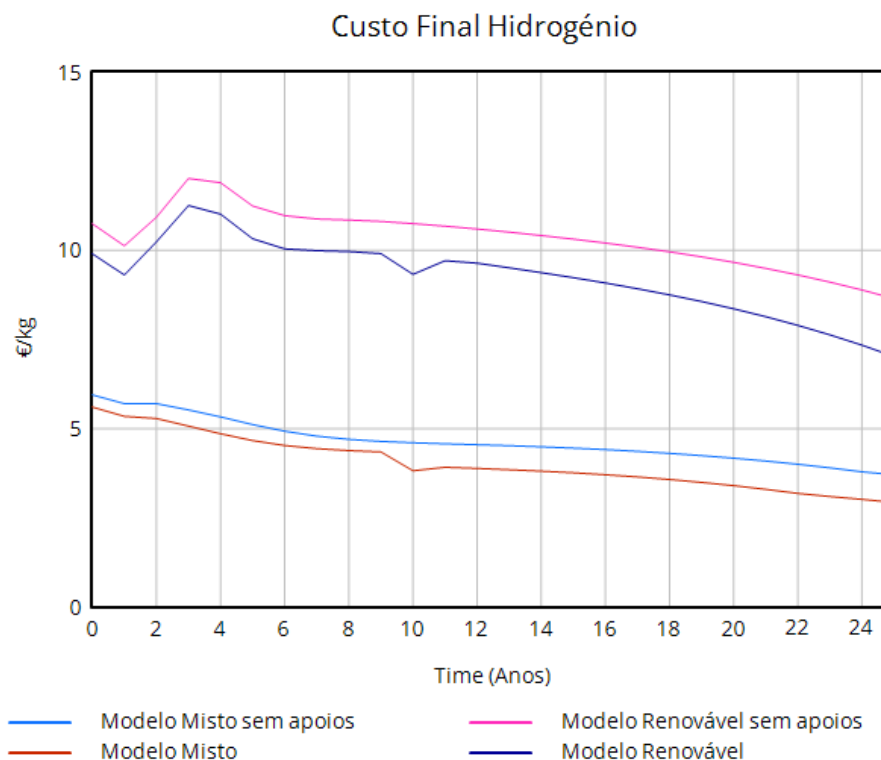


Gráfico 3.11 - Custo Final do Hidrogénio.

Nos primeiros anos, verifica-se uma subida significativa do custo por kg nos modelos renováveis, sobretudo devido à menor eficiência operacional e ao aumento do custo marginal de utilização da infraestrutura. A dependência de fontes intermitentes, como solar e eólica, faz com que os eletrolisadores operem abaixo da sua capacidade ideal durante longos períodos, reduzindo o fator de utilização e elevando o custo unitário da produção. Este aumento inicial também resulta da curva de aprendizagem da tecnologia

e do mercado, onde a otimização dos processos ainda está em fase de desenvolvimento e os volumes de produção são reduzidos, dificultando a diluição dos custos fixos.

A simulação demonstrou que um modelo misto revela-se a opção mais versátil no contexto atual, uma vez que permite a captação de energia da rede elétrica, garantindo um funcionamento mais estável dos eletrolisadores. Esta flexibilidade resulta numa maior eficiência operacional, reduzindo os períodos de inatividade e maximizando a utilização da capacidade instalada. Como consequência direta, observa-se um aumento significativo na produção de hidrogénio ao longo do tempo, contribuindo para uma redução progressiva dos custos unitários.

A possibilidade de recorrer à rede elétrica sempre que necessário minimiza as limitações associadas à intermitência das fontes renováveis, tornando o processo de eletrólise mais eficiente e previsível. Esta vantagem reflete-se não só na viabilidade económica do projeto, mas também na sua capacidade de adaptação às variações do mercado energético.

Para uma visão mais detalhada dos resultados obtidos ao longo da simulação, a tabela com os dados registados pode ser consultada no Apêndice B, secção B.5, onde estão documentados os principais indicadores para cada cenário analisado.

#### **3.4.4 Propostas de Alteração**

Com base na análise dos resultados obtidos, identificaram-se diversas áreas onde o modelo pode ser ajustado para melhor representar a evolução do mercado do hidrogénio.

##### **Consideração de Novos Mecanismos de Apoio**

Neste contexto, foi considerado o leilão de hidrogénio do MIBGAS, uma iniciativa que visa estabelecer um mercado organizado para a comercialização do hidrogénio, criando um mecanismo de formação de preços mais transparente e previsível. No entanto, o seu impacto no modelo poderia ter sido mais explorado, nomeadamente através da simulação de diferentes cenários de participação no mercado, variações na estrutura de preços e possíveis efeitos da integração do hidrogénio na dinâmica do mercado ibérico do gás.

##### **Avaliação do Impacto da Exportação de Hidrogénio**

O modelo atual centra-se na produção e distribuição interna do hidrogénio, mas a possibilidade de exportação pode representar uma variável estratégica na sua adoção em larga escala. A introdução de um mercado externo, com diferentes níveis de procura

e preços, permitiria avaliar de que forma a exportação pode influenciar a estrutura de custos e a atratividade dos investimentos no setor. Além disso, poderiam ser analisadas rotas logísticas e custos associados ao transporte, como o envio por gasoduto, liquefação ou conversão em derivados como amoníaco.

### **Ajustes nas dinâmicas de procura**

A evolução da procura no modelo é atualmente baseada em projeções de mercado e políticas energéticas. No entanto, o consumo de hidrogénio pode ser fortemente afetado por fatores externos, como a concorrência com baterias elétricas, mudanças nas regulações ambientais e a volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis.

### **Mais detalhes na infraestrutura de armazenamento e distribuição**

Neste estudo, foram consideradas cavernas de sal como principal solução de armazenamento, devido à sua elevada capacidade e estabilidade para armazenar grandes volumes de hidrogénio a longo prazo. Além disso, a distribuição foi modelada através do transporte por camião, assumindo um raio de operação de 50 km. No entanto, poderiam ter sido exploradas alternativas, como o armazenamento em tanques pressurizados para menores volumes, o uso de hidrogénio liquefeito para transporte de longa distância ou a conversão em derivados como amoníaco e metanol, que facilitam a logística em mercados internacionais. Uma análise mais abrangente destas opções poderia fornecer uma visão mais precisa sobre os custos e desafios associados a cada tecnologia, permitindo otimizar a infraestrutura de armazenamento e distribuição do hidrogénio.

### **3.4.5 Identificação de Limitações no Modelo**

Apesar de fornecer uma visão abrangente sobre a viabilidade do hidrogénio, o modelo apresenta algumas limitações inerentes às simplificações adotadas. Dada a complexidade do setor e a diversidade de fatores que influenciam a cadeia de valor do hidrogénio, a modelação de todas as variáveis tornaria a simulação excessivamente detalhada e difícil de interpretar. A interação entre diferentes componentes, como produção, armazenamento, distribuição e consumo, é altamente dinâmica e depende de variáveis externas, como políticas energéticas, avanços tecnológicos e oscilações de mercado. Para garantir um equilíbrio entre realismo e operacionalidade, foram feitas escolhas metodológicas que permitem captar os principais mecanismos do sistema sem comprometer a clareza da análise.

### **Limitação na Simulação das Opções de Armazenamento e Distribuição**

O armazenamento de hidrogénio pode ser realizado de diversas formas, como cavernas de sal, tanques pressurizados, hidrogénio liquefeito ou conversão em derivados como amoníaco e metanol, cada um com custos e eficiências distintas. Da mesma forma, a distribuição pode variar entre transporte por camião, gasodutos ou exportação marítima. No entanto, a diversidade de opções torna inviável a modelação detalhada de todas as alternativas num único modelo. Optou-se, assim, por considerar cavernas de sal e transporte por camião num raio de 50 km como a abordagem-base, reconhecendo que futuras análises poderão explorar outras soluções de armazenamento e distribuição para avaliar o seu impacto na viabilidade do hidrogénio.

### **Modelo de Procura baseado no Preço**

A procura foi modelada principalmente com base em fatores económicos, assumindo que a evolução do preço do hidrogénio influencia diretamente a sua adoção. A lógica subjacente a esta abordagem é que uma redução nos custos de produção e distribuição tornaria o hidrogénio mais competitivo face a outras fontes de energia, impulsionando a sua integração em diferentes setores.

No entanto, outros fatores também desempenham um papel determinante, como políticas ambientais mais restritivas, exigências regulatórias, incentivos governamentais, a competitividade de tecnologias concorrentes e a perceção do mercado sobre a fiabilidade do hidrogénio como vetor energético. Estas variáveis podem acelerar ou desacelerar a adoção do hidrogénio, independentemente da sua evolução de preços. A inclusão de todas estas variáveis no modelo tornaria a análise mais complexa e exigiria um elevado grau de subjetividade nas projeções. Para manter a clareza e objetividade dos resultados, optou-se por uma abordagem centrada no impacto do preço, reconhecendo que fatores externos poderão influenciar significativamente a trajetória real da procura

### **3.4.6 Propostas de Melhoria no Modelo**

Para tornar o modelo mais realista e alinhado com a realidade do setor do hidrogénio, identificam-se três melhorias principais:

#### **Otimização da Operação do Eletrolisador**

Atualmente, o eletrolisador funciona de acordo com a disponibilidade de eletricidade, mas pode não estar a operar da forma mais eficiente. O modelo poderia ser melhorado ao ajustar a operação para minimizar custos, garantindo que o eletrolisador trabalha mais quando a eletricidade está barata e evitando paragens desnecessárias que aumentem os custos de manutenção.

#### **Melhor Representação do Armazenamento**

O armazenamento de hidrogénio foi considerado de forma agregada, mas na realidade há custos diferentes consoante o tempo que o hidrogénio é armazenado e a escala da infraestrutura. Tecnologias como cavernas de sal para armazenamento de longo prazo e tanques pressurizados para uso de curto prazo apresentam custos e eficiência distintos, influenciando a viabilidade económica do sistema. Melhorar o modelo para incluir esses fatores ajudaria a perceber melhor os impactos económicos, otimizar a gestão da oferta e da procura e avaliar a necessidade real de armazenamento em diferentes cenários de consumo.

#### **Procura Baseada em Fatores de Mercado**

A procura foi modelada principalmente com base no preço do hidrogénio, mas na realidade outros fatores influenciam a adoção, como políticas ambientais, incentivos e concorrência com outras tecnologias. Além disso, a perceção do mercado sobre a fiabilidade e segurança do hidrogénio, bem como a infraestrutura disponível para o seu transporte e armazenamento, desempenham um papel crucial na sua implementação. Considerar estes fatores permitiria uma previsão mais robusta sobre como o hidrogénio será adotado no futuro, antecipando possíveis barreiras e oportunidades para a sua integração no setor energético.

### **3.5 Questões de Investigação: Análise e Resultados**

Com base na análise desenvolvida ao longo do capítulo 3, este subcapítulo sintetiza as respostas às principais perguntas de investigação, integrando os resultados obtidos.

#### **Qual é o custo do hidrogénio ao longo da cadeia de valor em Portugal, considerando cenários *on-grid* e *off-grid*?**

A análise realizada demonstrou que o modelo misto é o mais atrativo em termos de custo e viabilidade, com um custo final de 2,93 €/kg. No entanto, um dos principais desafios desta abordagem é a dificuldade em garantir que a eletricidade adquirida à rede seja 100% renovável, o que pode comprometer os critérios de sustentabilidade e a elegibilidade para determinados incentivos.

Apesar de Portugal dispor de um parque solar e eólico em forte expansão, a simulação refletiu a construção de um parque renovável dedicado. Esta opção resultou num acréscimo significativo nos custos de investimento, tornando a sua viabilidade financeira dependente do horizonte temporal da análise e da evolução dos custos das renováveis. A médio prazo, uma produção totalmente descentralizada poderia tornar-se altamente competitiva, dado que após o 15.º ano registou-se um declínio acentuado do preço final do hidrogénio *off-grid*, enquanto o modelo *on-grid* entrava numa fase de saturação devido à estabilização dos custos operacionais e de eletricidade adquirida à rede. A variação do custo em relação ao preço de referência passou de 6% nos primeiros 15 anos para 29,16% ao fim de 25 anos, o que evidencia que há uma janela de oportunidade para esta tipologia.

#### **Como é que políticas públicas, como subsídios e incentivos fiscais, influenciam a redução do custo do hidrogénio ao consumidor final?**

As políticas públicas desempenham um papel essencial na viabilidade económica do hidrogénio, sendo que em Portugal já existem diversos mecanismos de apoio aplicados a outras fontes de energia que podem ser adaptados ao setor do hidrogénio. Entre estes, destacam-se a redução ou isenção de ISP (Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos), que já beneficia biocombustíveis e eletricidade para mobilidade elétrica, a depreciação acelerada de investimentos em infraestruturas renováveis, permitindo às empresas reduzir a carga fiscal no curto prazo, e os Contratos por Diferença (CfD), que garantem um preço mínimo para a produção de energia renovável e poderiam ser aplicados ao hidrogénio para mitigar riscos financeiros.

A simulação realizada permitiu quantificar o impacto destes apoios na redução do custo do hidrogénio ao longo do tempo:

- Modelo Misto (com apoios): O custo inicial de 5,51 €/kg reduziu-se para 2,93 €/kg ao fim de 25 anos.
- Modelo Misto (sem apoios): O custo inicial de 5,95 €/kg desceu para 3,71 €/kg, demonstrando que, sem apoios, a redução é mais lenta e menos significativa.
- Modelo Renovável (com apoios): O custo inicial de 9,91 €/kg reduziu-se para 7,02 €/kg, o que mostra que, apesar de uma maior queda relativa, o custo absoluto continua elevado devido ao maior investimento inicial.
- Modelo Renovável (sem apoios): O custo inicial de 10,75 €/kg reduziu-se para 8,65 €/kg, o que reforça a importância dos incentivos na atratividade do mercado.

Os resultados evidenciam que os incentivos são determinantes para a viabilidade económica do hidrogénio, especialmente numa tecnologia ainda em fase de maturação no mercado. Sem mecanismos de apoio, o custo do hidrogénio renovável mantém-se elevado e menos competitivo face a outras fontes de energia já estabelecidas. A necessidade de um investimento inicial significativo, particularmente nos modelos descentralizados, torna essencial a existência de incentivos para acelerar a adoção e reduzir os custos ao longo do tempo.

Assim, verifica-se que o desenho das políticas públicas terá um papel crítico no desenvolvimento desta tecnologia emergente. A implementação de apoios financeiros e fiscais bem estruturados pode ser o fator-chave para garantir que o hidrogénio se torne uma alternativa economicamente viável e sustentável no futuro.

### **De que forma a valorização de subprodutos, como Garantias de Origem Renovável e oxigénio, contribui para reduzir o custo final e aumentar a competitividade do hidrogénio?**

A valorização dos subprodutos da produção de hidrogénio, nomeadamente o oxigénio gerado no processo de eletrólise e as GOR, desempenha um papel essencial na redução do custo final do hidrogénio e na sua competitividade no mercado. A simulação realizada demonstrou que os lucros combinados da venda destes subprodutos ascendem a 16,72 milhões de euros pelo oxigénio e 53.492 euros pelas GOR no melhor cenário.

A incorporação destas receitas permitiu reduzir diretamente o custo do hidrogénio, dado que os valores obtidos foram utilizados para compensar os custos operacionais e de produção. Este efeito reflete-se nos resultados da simulação, onde a valorização dos

subprodutos contribuiu para a diminuição do custo final do hidrogénio ao longo do tempo, reduzindo significativamente a sua barreira de entrada no mercado.

O impacto económico do oxigénio deve-se à sua utilização em diversos setores industriais, como o químico, metalúrgico e hospitalar, sendo um subproduto com procura estável. Por outro lado, as GOR certificam a proveniência sustentável do hidrogénio, permitindo a sua comercialização com um valor adicional, especialmente para setores que necessitam de garantir a rastreabilidade das suas emissões.

Estes resultados demonstram que a valorização dos subprodutos representa uma estratégia fundamental para compensar os elevados custos iniciais da produção de hidrogénio. No entanto, a evolução do valor de mercado destes subprodutos poderá influenciar significativamente o impacto económico a longo prazo. Caso a procura por oxigénio ou a valorização das GOR diminua, o peso desta componente na redução do custo final do hidrogénio poderá ser menor, reforçando a necessidade de um planeamento estratégico adequado para garantir a estabilidade financeira da produção de hidrogénio verde.

### **De que forma o Pensamento Sistémico e o modelo em Vensim podem ajudar a mapear as interações e dinâmicas entre políticas públicas, custos e aceitação social ao longo da cadeia de valor do hidrogénio?**

O Pensamento Sistémico e a modelação no Vensim foram essenciais para compreender como cada variável da cadeia de valor do hidrogénio influencia as restantes, permitindo analisar o impacto de diferentes medidas ou ajustamentos. Antes da modelação, o cálculo dos “custos estáticos” foi um passo fundamental para estabelecer um ponto de referência, possibilitando uma perceção clara das diferenças entre os cenários e evitando distorções na análise.

Se, por exemplo, o CAPEX do eletrolisador fosse reduzido, isso teria um impacto direto na diminuição do custo de produção do hidrogénio. No entanto, sem uma abordagem sistémica, avaliar as consequências dessa redução ao longo da cadeia tornar-se-ia complexo. Uma produção mais barata poderia resultar numa maior aceitação do hidrogénio como vetor energético, o que levaria a um aumento da procura, incentivando por sua vez o investimento em armazenamento e distribuição. Essa interligação entre variáveis demonstra que qualquer alteração num ponto do sistema não pode ser analisada isoladamente, pois influencia toda a estrutura da cadeia de valor.

O Pensamento Sistémico foi, portanto, determinante para garantir que a análise do impacto dos custos do hidrogénio não fosse feita de forma fragmentada. Em vez de considerar cada elemento separadamente, esta abordagem permitiu mapear as relações entre políticas públicas, custos de produção, distribuição e aceitação, demonstrando que qualquer ajuste – seja através de incentivos, inovação tecnológica ou novas infraestruturas – afeta toda a dinâmica do sistema.

Assim, o modelo no Vensim ajudou a visualizar estas interações e a perceber que não basta analisar o efeito direto de uma redução de custos, mas sim compreender como essa alteração se propaga ao longo de toda a cadeia de valor. Esta abordagem assegura que as políticas e estratégias adotadas para promover o hidrogénio são fundamentadas numa visão abrangente do sistema, permitindo uma tomada de decisão mais informada e eficaz.



## 4. Conclusões

### 4.1 Resumo dos Resultados Principais

A análise realizada evidenciou os principais fatores que impactam o custo e a viabilidade da adoção do hidrogénio em Portugal, abrangendo toda a cadeia de valor, desde a produção até à distribuição e consumo final. Um dos aspetos mais relevantes foi a constatação de que um modelo misto é o mais viável economicamente, pois permite um maior número de horas de funcionamento dos eletrolisadores. Este aumento na taxa de utilização melhora a amortização dos investimentos em infraestrutura e reduz os períodos de inatividade, mitigando a intermitência inerente às fontes renováveis.

O custo projetado para o hidrogénio verde situa-se em 2,93 €/kg, um valor que, à primeira vista, pode parecer elevado, mas que se torna competitivo quando analisado em termos de densidade energética e eficiência dos sistemas que o utilizam. Além do custo de produção, verificou-se que a intervenção estatal é um fator determinante na viabilidade do hidrogénio. Durante a fase inicial de adoção, mecanismos como incentivos fiscais desempenham um papel essencial na redução dos custos nivelados de produção e na promoção do investimento em infraestrutura. No entanto, a importância dos apoios públicos não se esgota na fase inicial de adoção. À medida que a tecnologia amadurece e os custos de produção diminuem devido às economias de escala e à curva de aprendizagem, esses incentivos podem evoluir para mecanismos que fomentem a descarbonização, garantindo que o hidrogénio verde continue a ser competitivo face a opções mais poluentes.

Por fim, a análise reforça que a viabilização do hidrogénio em Portugal exige um planeamento integrado, no qual a infraestrutura de transporte e armazenamento desempenha um papel crítico que reforça a sustentabilidade económica e ambiental do sistema.

## **4.2 Contribuições para a Literatura e Prática**

Este estudo contribui significativamente para a literatura ao demonstrar a importância de uma abordagem sistémica na análise da cadeia de valor do hidrogénio. A utilização de modelos que consideram fatores interdependentes, como a dinâmica de sistemas, permite compreender como políticas, incentivos económicos e avanços tecnológicos afetam o custo final e a adoção do hidrogénio. Ao apresentar soluções concretas, como a comercialização de Garantias de Origem Renovável (GOR) e a venda de oxigénio como subproduto, este trabalho oferece recomendações práticas que podem promover a sustentabilidade financeira de projetos de hidrogénio.

## **4.3 Limitações e Recomendações para Pesquisas Futuras**

Apesar dos avanços alcançados, este estudo apresenta algumas limitações que devem ser consideradas. Em primeiro lugar, a análise baseou-se em cenários específicos, assumindo valores fixos para diversos parâmetros, o que pode restringir a aplicabilidade dos resultados a outros contextos. Além disso, as simplificações necessárias para integrar as diferentes variáveis sistémicas num único modelo podem não capturar na totalidade as dinâmicas reais e complexas da adoção do hidrogénio. Outro ponto a considerar é que o impacto de fatores como variações nos custos de energia renovável, regulamentações locais ou avanços tecnológicos não foi explorado em profundidade, o que poderia influenciar significativamente os resultados obtidos.

Para futuras investigações, recomenda-se a realização de estudos que incorporem modelos mais dinâmicos e adaptativos, capazes de refletir cenários variáveis e incertezas associadas. Além disso, seria valioso explorar a interação entre diferentes fontes de energia renovável (solar, eólica, hídrica) na produção de hidrogénio, bem como o impacto de diferentes condições geográficas e regulamentações em múltiplos mercados.

Adicionalmente, é importante investigar os efeitos a longo prazo de políticas públicas, como incentivos fiscais e tarifas reguladas, na sustentabilidade económica e na competitividade do hidrogénio. A utilização de dados mais atualizados e detalhados, bem como a inclusão de aspetos sociais e ambientais, pode enriquecer a análise e fornecer uma visão mais abrangente sobre os desafios e oportunidades na adoção do hidrogénio como vetor estratégico para a transição energética.

# Referências Bibliográficas

- Adolfson, J. F., Kuik, F., Schuler, T., & Lis, E. (2022). The impact of the war in Ukraine on euro area energy markets. *Economic Bulletin Boxes*, 4. European Central Bank. Acedido a 12 de dezembro de 2024, em <https://ideas.repec.org/a/ecb/ecbbox/202200041.html>
- Araújo, O. Q. F., & De Medeiros, J. L. (2021). How is the transition away from fossil fuels doing, and how will the low-carbon future unfold? *Clean Technologies and Environmental Policy*, 23(5), 1385–1388. <https://doi.org/10.1007/s10098-021-02123-x>
- Arunachalam, M., & Han, D. S. (2024). Efficient solar-powered PEM electrolysis for sustainable hydrogen production: An integrated approach. *Emergent Materials*, 7(4), 1401–1415. <https://doi.org/10.1007/s42247-024-00697-y>
- Axelsson, J. (2022). Systems-of-Systems Design Patterns: A Systematic Literature Review and Synthesis. *2022 17th Annual System of Systems Engineering Conference (SOSE)*, 171–176. <https://doi.org/10.1109/SOSE55472.2022.9812681>
- Bardsley, D. (2023, 5 de junho). Bricks made from CO<sub>2</sub> captured from the air hold promise in climate change fight. *The National News*. Acedido a 24 de fevereiro de 2025, em <https://www.thenationalnews.com/world/2023/06/05/bricks-made-from-co2-captured-from-the-air-hold-promise-in-climate-change-fight/>
- BMW (Federal Ministry for Economic Affairs and Energy). (2021). *Report of the Federal Government on the Implementation of the National Hydrogen Strategy*.
- Butt, N., Beyer, H., Bennett, J., Biggs, D., Maggini, R., Mills, M., Renwick, A., Seabrook, L., & Possingham, H. (2013). Biodiversity risks from fossil fuel extraction. *Science*, 342(6157), 425–426. <https://doi.org/10.1126/science.1237261>
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>
- Calabrese, M., Portarapillo, M., Di Nardo, A., Venezia, V., Turco, M., Luciani, G., & Benedetto, A. (2024). Hydrogen safety challenges: A comprehensive review on production, storage, transport, utilization, and CFD-based consequence and risk assessment. *Energies*, 17(6), 1350. <https://doi.org/10.3390/en17061350>
- Cherp, A., & Jewell, J. (2014). The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy Policy*, 75, 415–421. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.005>
- Collis, J., & Schomäcker, R. (2022). Determining the production and transport cost for H<sub>2</sub> on a global scale. *Frontiers in Energy Research*, 10, 909298. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.909298>

- Crotogino, F., & Donadei, S. (2010). Grid scale energy storage in salt caverns. *Nuclear Regulatory Commission*. Acedido a 12 de dezembro de 2024, em <https://www.nrc.gov/docs/ML1202/ML12026A773.pdf>
- Dai, F., Zhang, S., Luo, Y., Wang, K., Liu, Y., & Ji, X. (2023). Recent progress on hydrogen-rich syngas production from coal gasification. *Processes*, 11(6), 1765. <https://doi.org/10.3390/pr11061765>
- de Vries, A. (2023). The growing energy footprint of artificial intelligence. *Joule*, 7(10), 2191-2194. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.09.004>
- DESNZ (Department for Energy Security and Net Zero). (2023). *Hydrogen transport and storage cost report*. Governo do Reino Unido. Acedido a 20 de outubro de 2024, em <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-transport-and-storage-cost>
- DGEG (Direção-Geral de Energia e Geologia). (2019). *Roteiro e plano de ação para o hidrogénio em Portugal* (1ª ed.). Printipo-Indústrias Gráficas, Lda. ISBN 978-972-8268-51-0.
- DGEG (Direção-Geral de Energia e Geologia). (2024). *Energia em números – Edição 2024*. ADENE – Agência para a Energia. ISBN 978-972-8521-33-2.
- DOE (U.S. Department of Energy). (2020). *Hydrogen production: Natural gas reforming*. Acedido a 12 de dezembro de 2024, em <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>
- Doh, J., Budhwar, P., & Wood, G. (2021). Long-term energy transitions and international business: Concepts, theory, methods, and a research agenda. *Journal of International Business Studies*, 52(5), 951–970. <https://doi.org/10.1057/s41267-021-00405-6>
- EIA (U.S. Energy Information Administration). (2023a). *Hydrogen explained: Production of hydrogen*. Acedido a 12 de dezembro de 2024, em <https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/production-of-hydrogen.php>
- EIA (U.S. Energy Information Administration). (2023b). *International Energy Outlook 2023*. [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/IEO2023\\_Narrative.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/IEO2023_Narrative.pdf)
- ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). (2024). *Estrutura tarifária do setor elétrico em 2025*. <https://www.erse.pt/media/fsnmfjgi/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2025-dez2024.pdf>
- Escamilla, A., Sánchez, D., & García-Rodríguez, L. (2023). Techno-economic study of Power-to-Power renewable energy storage based on the smart integration of battery, hydrogen, and micro gas turbine technologies. *Energy Conversion and Management: X*, 18, 100368. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100368>
- European Commission. (2019). *Pacto Ecológico Europeu* (COM(2019) 640 final). Brussels. Acedido a 12 de dezembro de 2024, em [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0008.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0008.02/DOC_1&format=PDF)

- European Commission. (2020). *Estratégia do hidrogénio para uma Europa com impacto neutro no clima* (COM(2020) 301 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=PT>
- European Commission. (2021). *Objetivo 55: alcançar a meta climática da UE para 2030 rumo à neutralidade climática* (COM(2021) 550 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021DC0550>
- European Commission. (2021). *Regulamento de infraestruturas para combustíveis alternativos* (COM(2021) 559 final). [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb134db-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0007.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb134db-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0007.02/DOC_1&format=PDF)
- European Commission. (2023). *Concorrência equitativa para um transporte aéreo sustentável (ReFuelEU Aviação)* (Regulamento (UE) 2023/2405). [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=OJ:L\\_202302405](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202302405)
- European Commission, Directorate-General for Energy, Guidehouse, & Tractebel Impact. (2020). *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/122757>
- European Council. (2019). *5 facts about the EU's goal of climate neutrality*. Acedido a 20 de dezembro de 2024, de <https://www.consilium.europa.eu/en/5-facts-eu-climate-neutrality/#article>
- European Council. (2022). *European Green Deal: Fit for 55*. Acedido a 20 de dezembro de 2024, de <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55/>
- European Hydrogen Observatory. (2023). *Hydrogen Basics Factsheets: Hydrogen value chains*. Acedido a 20 de dezembro de 2024, de <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2023-09/Factsheets-Hydrogen%20value%20chain%20.pdf>
- Clean Hydrogen Joint Undertaking. (2022). *Clean Hydrogen Joint Undertaking – 2021 annual activity report*. Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2843/028275>
- Forrester, J. W. (1961). *Industrial dynamics: Students' edition*. M.I.T. Press.
- Geels, F., Sovacool, B., Schwanen, T., & Sorrell, S. (2017). The socio-technical dynamics of low-carbon transitions. *Joule*, 1(3), 463–479. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.09.018>
- Giampietro, M., & Mayumi, K. (2018). Unraveling the complexity of the Jevons Paradox: The link between innovation, efficiency, and sustainability. *Frontiers in Energy Research*, 6, 26. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2018.00026>
- Gregor, E. (2023). EU rules for renewable hydrogen: *Delegated regulations on a methodology for renewable fuels of non-biological origin*. European Parliamentary Research Service. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS\\_BRI\(2023\)747085\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf)

- Guilbert, D., & Vitale, G. (2021). Hydrogen as a clean and sustainable energy vector for global transition from fossil-based to zero-carbon. *Clean Technologies*, 3(4), 881–909. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol3040051>
- Haraldsson, H. V., & Sverdrup, H. (2021). *Systems science and system thinking in practice: How to develop qualitative and numerical models for evolving understandings of challenges and responses to complex policies*. Swedish Environmental Protection Agency (Naturvårdsverket).
- Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., Jaszczur, M., & Salman, H. M. (2024). Hydrogen as an energy carrier: Properties, storage methods, challenges, and future implications. *Environment Systems and Decisions*, 44(2), 327–350. <https://doi.org/10.1007/s10669-023-09932-z>
- Hassan, Q., Azzawi, I. D. J., Sameen, A. Z., & Salman, H. M. (2023). Hydrogen fuel cell vehicles: Opportunities and challenges. *Sustainability*, 15(15), 11501. <https://doi.org/10.3390/su151511501>
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen insights*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- Hydrogen Council. (2023). *Hydrogen in decarbonized energy systems*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/10/Hydrogen-in-decarbonized-energy-systems.pdf>
- Hydrogen Council, & McKinsey. (2017). *Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up\\_Hydrogen-Council\\_2017.compressed.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf)
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA. (2021). *Net Zero by 2050—A Roadmap for the Global Energy Sector*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IEA. (2023a). *Global Hydrogen Review 2023*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- IEA. (2023b). *World Energy Employment 2023*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de <https://www.iea.org/reports/world-energy-employment-2023>
- IEA. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. Acedido em 20 de dezembro de 2024, de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- IPCC. (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (Eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland. <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>
- IPHE. (2023). *Methodology for Greenhouse Gas Emission Associated With the Production of Hydrogen*.

- [https://www.iphe.net/files/ugd/45185a\\_8f9608847cbe46c88c319a75bb85f436.pdf](https://www.iphe.net/files/ugd/45185a_8f9608847cbe46c88c319a75bb85f436.pdf)
- IRENA. (2019a). *Global energy transformation: A roadmap to 2050*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA\\_Global\\_Energy\\_Transformation\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf)
- IRENA. (2019b). *Hydrogen: A renewable energy perspective*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf)
- IRENA. (2020a). *Green hydrogen: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_policy\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf)
- IRENA. (2020b). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)
- IRENA. (2022a). *Geopolitics of the energy transformation: The hydrogen factor*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA\\_Geopolitics\\_Hydrogen\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf)
- IRENA. (2023). *International trade and green hydrogen: Supporting the global transition to a low-carbon economy*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA\\_WTO\\_International\\_trade\\_green\\_hydrogen\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_WTO_International_trade_green_hydrogen_2023.pdf)
- IRENA. (2024). *Geopolitics of the energy transition: Energy security*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Apr/IRENA\\_Geopolitics\\_transition\\_energy\\_security\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Apr/IRENA_Geopolitics_transition_energy_security_2024.pdf)
- IRENA, & ILO. (2023). *Renewable energy and jobs: Annual review 2023*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, e International Labour Organization, Geneva. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Sep/IRENA\\_Renewable\\_energy\\_and\\_jobs\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Sep/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2023.pdf)
- Johansson, B. (2013). Security aspects of future renewable energy systems—A short overview. *Energy*, 61, 598–605. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.023>
- Jolly, W. L. (2020). *Hydrogen*. *Encyclopedia Britannica*. Acedido em 16 de outubro de 2024, de <https://www.britannica.com/science/hydrogen>
- Khataee, A., Shirole, A., Jannasch, P., Krüger, A., & Cornell, A. (2022). Anion exchange membrane water electrolysis using Aemion™ membranes and nickel electrodes. *Journal of Materials Chemistry A*, 10(30), 16061–16070. <https://doi.org/10.1039/D2TA03291K>

- Klaas, A.-K., Schlund, D., Kopp, J. H., & Vey, M. (2024). *Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern – Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI\\_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf)
- Kuckshinrichs, W., Ketelaer, T., & Koj, J. C. (2017). Economic analysis of improved alkaline water electrolysis. *Frontiers in Energy Research*, 5. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2017.00001>
- Laimon, M., Yusaf, T., Mai, T., Goh, S., & Alrefae, W. (2022). A systems thinking approach to address sustainability challenges to the energy sector. *International Journal of Thermofluids*, 15, 100161. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2022.100161>
- Meadows, D. (1999). *Leverage points: Places to intervene in a system*. The Sustainability Institute. [https://donellameadows.org/wp-content/userfiles/Leverage\\_Points.pdf](https://donellameadows.org/wp-content/userfiles/Leverage_Points.pdf)
- MIBGAS. (2024). *MIBGAS IBHYX, o primeiro índice ibérico de preços do hidrogénio renovável é publicado a partir de hoje*. <https://www.mibgas.es/pt/news/mibgas-ibhyx-o-primeiro-indice-iberico-de-precos-do-hidrogenio-renovavel-e-publicado-partir-de> Acedido a 15 de janeiro de 2025.
- Midgley, G. (1992). *Pluralism and the legitimation of systems science*. *Systems Practice*, 5(2), 147–172. <https://doi.org/10.1007/BF01059938>
- Midgley, G., & Lindhult, E. (2021). *A systems perspective on systemic innovation*. *Systems Research and Behavioral Science*, 38(5), 635–670. <https://doi.org/10.1002/sres.2819>
- Monat, J. P., & Gannon, T. F. (2015). *What is Systems Thinking? A Review of Selected Literature Plus Recommendations*. *American Journal of Systems Science*, 4(1), 11–26. <https://doi.org/10.5923/j.ajss.20150401.02>
- Notteboom, T., & Haralambides, H. (2023). *Seaports as green hydrogen hubs: Advances, opportunities and challenges in Europe*. *Maritime Economics & Logistics*, 25(1), 1–27. <https://doi.org/10.1057/s41278-023-00253-1>
- Önnered, S., & Bravić, I. (2024). *Systemic Innovation in the European Energy Sector: A Collective Outlook*. [https://doi.org/10.24840/2183-0606\\_012.002\\_0003](https://doi.org/10.24840/2183-0606_012.002_0003)
- Osman, A. I., Chen, L., Yang, M., Msigwa, G., Farghali, M., Fawzy, S., Rooney, D. W., & Yap, P.-S. (2023). *Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate: A review*. *Environmental Chemistry Letters*, 21(2), 741–764. <https://doi.org/10.1007/s10311-022-01532-8>
- Presidência do Conselho de Ministros. (2020a). *Plano Nacional do Hidrogénio*. Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, Diário da República, 1.ª série, N.º 158, 14 de agosto de 2020, pp. 7-88. <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2020/08/15800/0000700088.pdf>

- Presidência do Conselho de Ministros. (2020b). *Plano Nacional Energia e Clima 2030*. Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, Diário da República, 1.ª série, N.º 133, 10 de julho de 2020, pp. 2-158. <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2020/07/13300/0000200158.pdf>
- Ritchie, H., Rosado, P., & Roser, M. (2020). *Energy Production and Consumption*. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption> Acedido em 16 de outubro de 2024.
- Rivkin, C., Burgess, R., & Buttner, W. (2015). *Hydrogen Technologies Safety Guide* (NREL/TP--5400-60948, 1169773; p. NREL/TP--5400-60948, 1169773). <https://doi.org/10.2172/1169773>
- Presidência do Conselho de Ministros. (2019). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050: Estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050* (Resolução do Conselho de Ministros n.º 262/2019). *Diário da República*, 1.ª série, N.º 123, 1 de julho de 2019. [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050\\_PT-22-09-2019.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050_PT-22-09-2019.pdf)
- Ruhnau, O., & Qvist, S. (2022). Storage requirements in a 100% renewable electricity system: Extreme events and inter-annual variability. *Environmental Research Letters*, 17(4), 044018. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac4dc8>
- Scoones, I., Leach, M., Smith, A., Stagl, S., Stirling, A., & Thompson, J. (2007). *Dynamic systems and the challenge of sustainability*. The Institute of Development Studies and Partner Organisations. Report. <https://hdl.handle.net/20.500.12413/2470>
- Simon, J., Ferriz, A. M., & Correias, L. C. (2015). *HyUnder – Hydrogen Underground Storage at Large Scale: Case Study Spain*. *Energy Procedia*, 73, 136–144. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.661>
- Sorrell, S., Gatersleben, B., & Druckman, A. (2018). *Energy sufficiency and rebound effects*. *Concept paper*. European Council for an Energy Efficient Economy.
- Sterman, J. D. (2000). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. McGraw-Hill. Disponível em: [http://lst-iiiep.iiiep-unesco.org/cgi-bin/wwwi32.exe/\[in=epidoc1.in\]/?t2000=013598/\(100\)](http://lst-iiiep.iiiep-unesco.org/cgi-bin/wwwi32.exe/[in=epidoc1.in]/?t2000=013598/(100))
- Sterman, J. D. (2002). Systems dynamics modeling: Tools for learning in a complex world. *IEEE Engineering Management Review*, 30(1), 42–42. <https://doi.org/10.1109/EMR.2002.1022404>
- Terlouw, T., Bauer, C., McKenna, R., & Mazzotti, M. (2022). Large-scale hydrogen production via water electrolysis: A techno-economic and environmental assessment. *Energy & Environmental Science*, 15(9), 3583–3602. <https://doi.org/10.1039/D2EE01023B>
- Thyssenkrupp Nucera. (2024). The four main types of water electrolysis technology. <https://www.new-era-insights.com/article/the-four-main-types-of-water-electrolysis-technology/> Acedido a 16 de outubro de 2024

- TIS, & MOBI.E. (2023). *Estudo sobre infraestruturas de carregamento de apoio à transição energética da mobilidade em Portugal*. [https://welectric.pt/wp-content/uploads/2023/10/Estudo\\_Mobilidade\\_Portugal.pdf](https://welectric.pt/wp-content/uploads/2023/10/Estudo_Mobilidade_Portugal.pdf) Acedido a 15 de janeiro de 2025
- Walker, B., Salt, D., & Reid, W. (2006). *Resilience thinking: Sustaining ecosystems and people in a changing world*. Bibliovault OAI Repository, The University of Chicago Press.
- Wang, S., Lu, A., & Zhong, C.-J. (2021). Hydrogen production from water electrolysis: Role of catalysts. *Nano Convergence*, 8(1), 4. <https://doi.org/10.1186/s40580-021-00254-x>
- Wolf, S. E., Winterhalder, F. E., Vibhu, V., De Haart, L. G. J. (Bert), Guillon, O., Eichel, R.-A., & Menzler, N. H. (2023). Solid oxide electrolysis cells – Current material development and industrial application. *Journal of Materials Chemistry A*, 11(34), 17977–18028. <https://doi.org/10.1039/D3TA02161K>
- Wulf, C., Linßen, J., & Zapp, P. (2018). Review of Power-to-Gas projects in Europe. *Energy Procedia*, 155, 367–378. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.041>
- Yusaf, T., Laimon, M., Alrefae, W., Kadirgama, K., Dhahad, H. A., Ramasamy, D., Kamarulzaman, M. K., & Yousif, B. (2022). Hydrogen Energy Demand Growth Prediction and Assessment (2021–2050) Using a System Thinking and System Dynamics Approach. *Applied Sciences*, 12(2), 781. <https://doi.org/10.3390/app12020781>

# Apêndice A – Cálculo dos Custos do Hidrogénio

## A.1 Cálculos do custo do kw H2 on-grid PEM 1MW

$$\text{Energia real utilizada} = 1 \times 8000 \times 0,70 = 5600 \text{ MWh}$$

$$\text{Produção } H_2 [kg] = \frac{5600 \times 1000}{39,41} = 142\,095,91 \text{ kg}$$

Os custos de eletricidade para alimentar o eletrolisador são calculados por:

$$\text{Custo eletricidade total [€]} = 1 \times 8000 \times 45 + 92410 = 452\,410 \text{ €}$$

$$\text{Custo água [€]} = 142\,095,91 \times 9 \times 0,0018 = 2301,95\text{€}$$

$$\text{CAPEX amortizado} = \frac{1\,970\,000 \times 0,08}{1 - (1 - 0,08)^{-20}} = 200648,85 \text{ €/ano}$$

$$\text{Custo } H_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] = \frac{20064,85 + (2301,95 + 452\,410 + 63\,500)}{142\,095,91} = 5,06\text{€/kg}$$

## A.2 Cálculos do custo do kw H2 on-grid PEM 100MW

$$\text{Energia real utilizada} = 100 \times 8000 \times 0,70 = 560\,000 \text{ MWh}$$

$$\text{Produção } H_2 [kg] = \frac{560\,000 \times 1000}{39,41} = 14\,209\,500,91 \text{ kg}$$

Os custos de eletricidade para alimentar o eletrolisador são calculados por:

$$\text{Custo eletricidade total [€]} = 100 \times 8000 \times 45 + 2\,617\,000 = 38\,617\,000 \text{ €}$$

$$\text{Custo água [€]} = 14\,209\,500,91 \times 9 \times 0,0018 = 230\,195,38\text{€}$$

$$\text{CAPEX amortizado} = \frac{150\,000\,000 \times 0,08}{1 - (1 - 0,08)^{-20}} = 9\,425\,421,51 \text{ €/ano}$$

$$\text{Custo } H_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] = \frac{9\,425\,421,51 + (230\,195,38 + 38\,617\,000 + 6\,350\,000)}{14\,209\,500,91} = 4,25\text{€/kg}$$

### A.3 Cálculos dimensionamento da bateria *off-grid* 1 MW

$$\text{Energia PV} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = 1,5 \times 8760 \times 0,225 = 2995 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{Energia PEM} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = 1 \times 8760 \times 0,225 = 1971 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{Energia excedente} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = 2995 - 1971 = 984 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{Capacidade diária [MWh]} = \frac{984}{365 \text{ dias}} \approx 3 \text{ MWh/dia}$$

### A.4 Cálculos dimensionamento da bateria *off-grid* 100 MW - Solar

$$\text{Energia PV} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = 150 \times 8760 \times 0,225 = 295\,650 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{Energia PEM} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = 100 \times 8760 \times 0,225 = 197\,100 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{Energia excedente} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] = 295\,650 - 197\,100 = 98\,650 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{Capacidade diária [MWh]} = \frac{98\,650}{365 \text{ dias}} \approx 270 \text{ MWh/dia}$$

### A.5 Cálculos do custo do kw H2 *off-grid* PEM 1MW Solar

$$\text{Energia real utilizada} = (1,5 \times 8760 \times 0,70 \times 0,225) = 2068,50 \text{ MWh}$$

$$\text{Produção H}_2[\text{kg}] = \frac{2068,50 \times 1000}{39,41} = 52\,486,68 \text{ kg}$$

$$\text{Custo água [€]} = 52\,486,68 \times 9 \times 0,0018 = 850,28 \text{ €}$$

$$\text{Custos OPEX[€/ano]} = 850,24 + 63\,500 + 30\,000 + 60\,000 = 154\,350,28 \text{ €}$$

$$\text{Custos CAPEX[€]} = 1\,970\,000 + 1\,500\,000 + 1\,200\,000 = 4\,670\,000 \text{ €}$$

$$\text{CAPEX amortizado} = \frac{4\,670\,000 \times 0,08}{1 - (1 - 0,08)^{-20}} = 475\,649,82 \text{ €/ano}$$

$$\text{Custo H}_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] = \frac{475\,649,82 + 154\,350,28}{52\,486,68} = 12,00 \text{ €/kg}$$

## A.6 Cálculos do custo do kw H2 off-grid PEM 100MW Solar

$$\text{Energia real utilizada} = (150 \times 8760 \times 0,70 \times 0,225) = 206\,955 \text{ MWh}$$

$$\text{Produção } H_2 [kg] = \frac{206\,955 \times 1000}{39,41} = 5\,251\,332,14 \text{ kg}$$

$$\text{Custo água [€]} = 5\,251\,332,14 \times 9 \times 0,0018 = 85\,071,58 \text{ €}$$

$$\begin{aligned} \text{Custos OPEX [€/ano]} &= 85\,071,58 + 6\,350\,000 + 2\,400\,000 + 2\,250\,000 \\ &= 11\,085\,071,58 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\text{Custos CAPEX [€]} = 150\,000\,000 + 120\,000\,000 + 45\,000\,000 = 315\,000\,000 \text{ €}$$

$$\text{CAPEX amortizado} = \frac{315\,000\,000 \times 0,08}{1 - (1 - 0,08)^{-20}} = 32\,083\,445,78 \text{ €/ano}$$

$$\text{Custo } H_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] = \frac{32\,083\,445,78 + 11\,085\,071,58}{5\,251\,332,14} = 8,22 \text{ €/kg}$$

## A.7 Cálculos do custo do kw H2 off-grid PEM 1MW Eólico

$$\text{Energia real utilizada} = (1,5 \times 8760 \times 0,30 \times 0,70) = 2759,40 \text{ MWh}$$

$$\text{Produção } H_2 [kg] = \frac{2759,40 \times 1000}{39,41} = 70\,017,76 \text{ kg}$$

$$\text{Custo água [€]} = 70\,017,76 \times 9 \times 0,0018 = 1134,29 \text{ €}$$

$$\text{Custos OPEX [€/ano]} = 1134,29 + 63\,500 + 30\,000 + 60\,000 = 169\,634,29 \text{ €}$$

$$\text{Custos CAPEX [€]} = 1\,970\,000 + 2\,250\,000 + 1\,200\,000 = 5\,420\,000 \text{ €}$$

$$\text{CAPEX amortizado} = \frac{5\,420\,000 \times 0,08}{1 - (1 - 0,08)^{-20}} = 552\,038,97 \text{ €/ano}$$

$$\text{Custo } H_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] = \frac{552\,038,97 + 169\,634,29}{70\,017,76} = 10,30 \text{ €/kg}$$

### A.8 Cálculos do custo do kw H2 off-grid PEM 100MW Eólico

$$\text{Energia real utilizada} = (150 \times 8760 \times 0,30 \times 0,70) = 275\,940 \text{ MWh}$$

$$\text{Produção } H_2 [kg] = \frac{275\,940 \times 1000}{39,41} = 7\,001\,776,20 \text{ kg}$$

$$\text{Custo água [€]} = 7\,001\,776,20 \times 9 \times 0,0018 = 113\,428,77 \text{ €}$$

$$\begin{aligned} \text{Custos OPEX [€/ano]} &= 113\,428,77 + 6\,350\,000 + 3\,600\,000 + 2\,250\,000 \\ &= 12\,313\,428,77 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\text{Custos CAPEX [€]} = 150\,000\,000 + 180\,000\,000 + 45\,000\,000 = 375\,000\,000 \text{ €}$$

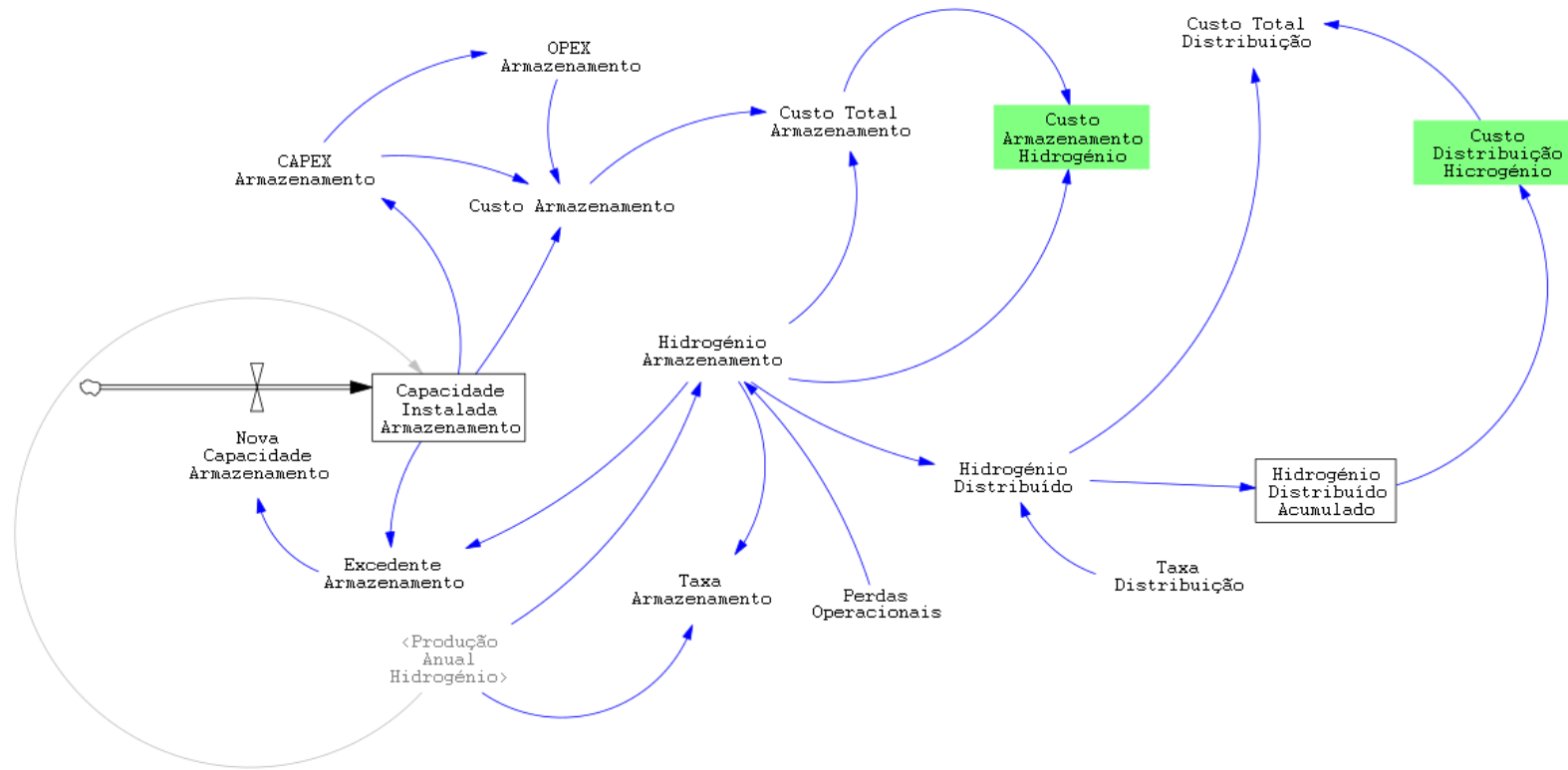
$$\text{CAPEX amortizado} = \frac{375\,000\,000 \times 0,08}{1 - (1 - 0,08)^{-20}} = 38\,184\,578,31 \text{ €/ano}$$

$$\text{Custo } H_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] = \frac{38\,184\,578,31 + 12\,313\,428,77}{7\,001\,776,20} = 7,21 \text{ €/kg}$$

## A.9 Custo do hidrogénio ao longo da Value Chain

Etapa	Custo [€/kg]	On-Grid 1MW	On-Grid 100MW	Off-Grid Solar 1MW	Off-Grid Solar 100MW	Off-Grid Eólico 1MW	Off-Grid Eólico 100MW
<b>Produção</b>		5,06	4,26	12,00	7,66	11,61	7,68
<b>+Armazenamento</b>							
Cavernas de Sal	0,63	5,69	4,89	12,63	8,29	12,24	8,31
Reservatórios de gás esgotadas	2,50	7,56	6,76	14,50	10,16	14,11	10,18
Rochas porosas	2,43	7,49	6,69	14,43	10,09	14,04	10,11
Tanques Pressurizados	1,70	6,76	5,96	13,70	9,36	13,31	9,38
Tanques Criogénicos	1,90	6,96	6,16	13,90	9,56	13,51	9,58
<b>Melhor Resultado</b>		5,69	4,89	12,63	8,29	12,24	8,31
<b>+Distribuição</b>							
Novo gasoduto 1000km	2,00	7,69	6,89	14,63	10,29	14,24	10,31
Novo gasoduto 100km	0,24	5,93	5,13	12,87	8,53	12,48	8,55
Novo gasoduto 10km	0,06	5,75	4,95	12,69	8,35	12,30	8,37
Novo gasoduto 1km	0,06	5,75	4,95	12,69	8,35	12,30	8,37
Retrofit Gasoduto 10km	0,04	5,73	4,93	12,67	8,33	12,28	8,35
Camião pressurizado 50km	1,07	6,76	5,96	13,70	9,36	13,31	9,38
Camião Criogénico 50km	4,85	10,54	9,74	17,48	13,14	17,09	13,16
Navio LH2	2,00	7,69	6,89	14,63	10,29	14,24	10,31
Navio NH3 (Amónia)	2,75	8,44	7,64	15,38	11,04	14,99	11,06
Navio LOHC	2,15	7,84	7,04	14,78	10,44	14,39	10,46
<b>Melhor Resultado</b>		5,73	4,93	12,67	8,33	12,28	8,35
<b>+Estações de abastecimento</b>							
Pequenas HRS	2,48	8,21	7,41	15,15	10,81	14,76	10,83
Grandes HRS	1,26	6,99	6,19	13,93	9,59	13,54	9,61
<b>Melhor Resultado</b>		6,99	6,19	13,93	9,59	13,54	9,61





## B.2 Tabela de variáveis dinâmicas

Variável	Tipo	Descrição	Expressão	Unidade
Procura Hidrogénio	Fluxo	Índice de procura por hidrogénio, influenciada pela atratividade do mercado.	Incremento Procura - Défice	Número
Atratividade Mercado	Fluxo	Determina o nível de interesse pelo hidrogénio, afetando a procura.	$\text{MAX}(0, \text{Preço Competitivo-Custo Final Hidrogénio})$	€/kg
Incremento Procura	Fluxo	Taxa de crescimento da procura ao longo do tempo.	$\text{Coeficiente Elasticidade} * \text{Atratividade Mercado}$	Número
Capacidade Instalada Eletrolisadores	Stock	Capacidade instalada de eletrolisadores para produção de hidrogénio.	Nova Capacidade E	MW
Nova Capacidade E	Stock	Incremento na nova capacidade de eletrolisadores.	Procura Hidrogénio	MW
Custo Produção Hidrogénio	Fluxo	Custo de produção do hidrogénio, incluindo CAPEX e OPEX.	$((\text{Total CAPEX} * \text{Taxa de Desconto} / (1 - (1 + \text{Taxa de Desconto})^{-20})) + \text{Total OPEX}) / \text{Produção Anual Hidrogénio}$	€/kg
Capacidade Instalada Renováveis	Stock	Capacidade instalada de fontes renováveis para produção de eletricidade.	Nova Capacidade R	MW
Nova Capacidade R	Stock	Incremento na nova capacidade de renováveis.	$\text{MAX}(0, \text{Capacidade Renovável Nec-Capacidade Instalada Renováveis})$	MW
Capacidade Instalada Baterias	Stock	Capacidade de armazenamento de energia para estabilizar a produção.	Nova Capacidade B	MW
Nova Capacidade B	Stock	Incremento na nova capacidade de baterias.	$\text{Capacidade Instalada Renováveis} * 0.1$	MW
Energia da Rede	Fluxo	Quantidade de eletricidade adquirida da rede elétrica.	$\text{Energia Eletrolisador Nec-Produção Anual de Energia}$	MW
Energia Eletrolisador Nec	Fluxo	Quantidade de energia necessária para o eletrolisador produzir 8000h/ano.	$\text{Capacidade Instalada Eletrolisadores} * 8000$	MW
Preço Energia	Fluxo	Custo da eletricidade comprada da rede.	$40 - (\text{Capacidade Instalada Renováveis} * 0.15)$	€/MW
Custo Total Energia	Fluxo	Custo Total da Energia importada da rede.	$\text{Preço Energia} * \text{Energia da Rede}$	€
Produção Anual de Energia	Fluxo	Quantidade de eletricidade produzida localmente.	$(\text{Capacidade Instalada Renováveis} * \text{Fator de Capacidade} * 8760) + (\text{Capacidade Instalada Baterias} * 365)$	MW
Produção Anual Hidrogénio	Fluxo	Quantidade total de hidrogénio produzida anualmente.	$\text{Energia Eletrolisador Nec} * \text{Eficiência do Eletrolisador} * 1000 / 39.41$	MW
Total OPEX (Custos Operacionais)	Fluxo	Custos operacionais do sistema, incluindo manutenção, custo da água e consumo energético.	$(\text{OPEX R} + \text{OPEX E} + \text{OPEX B}) + (\text{Produção Anual Hidrogénio} * 9 * 0.0018) + \text{Custo Total Energia}$	€/ano

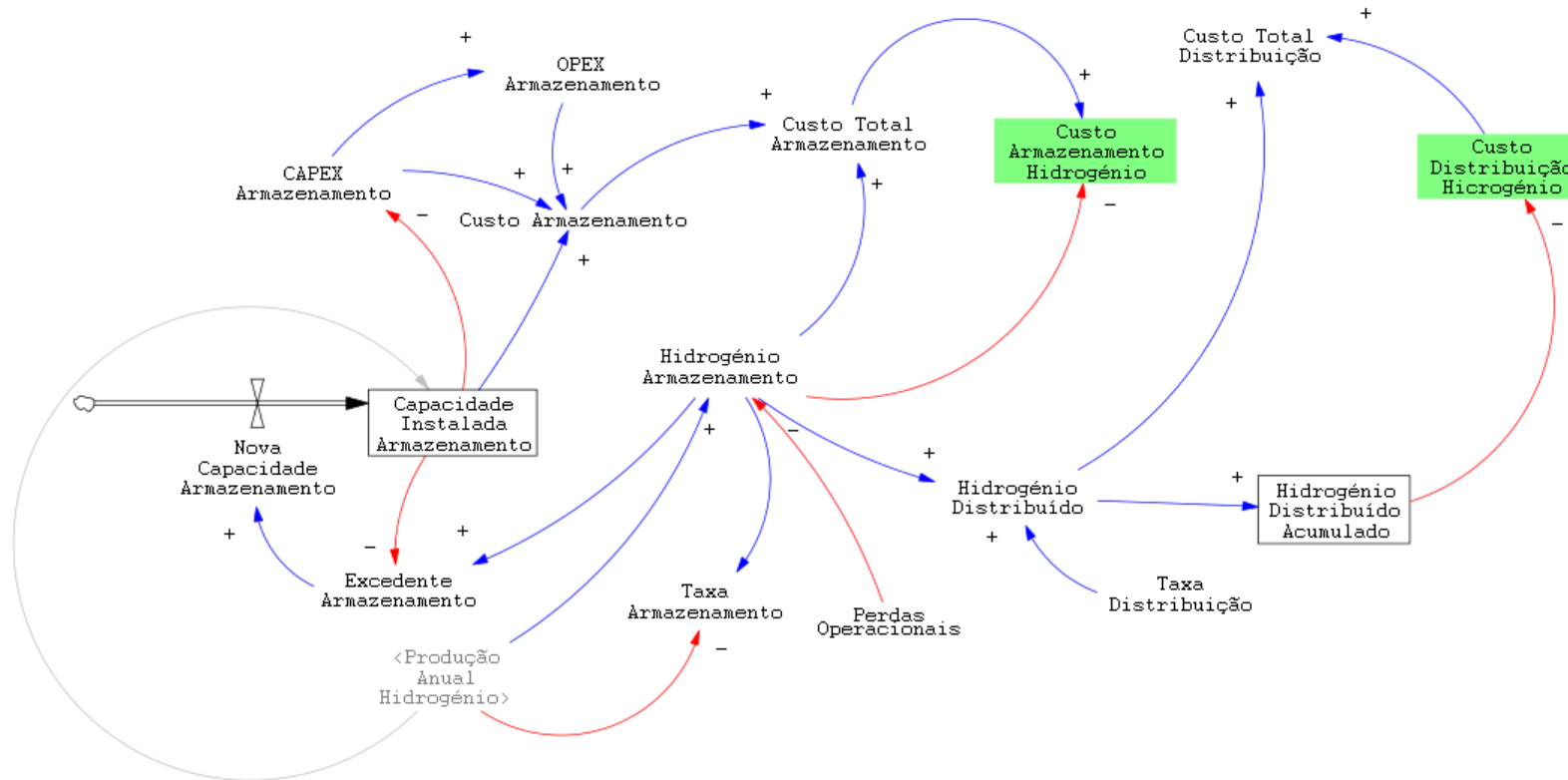
Total CAPEX (Custos de Capital)	Fluxo	Investimento inicial em infraestruturas, como eletrolisadores e baterias.	$(\text{CAPEX E} + \text{CAPEX R} + \text{CAPEX B}) * (1 - \text{Taxa de Apoio Produção})$	€
Vendas GOR	Fluxo	Receitas provenientes da venda de certificados verdes.	Produção Anual de Energia * Preço GOR	€/ano
Custo Final Hidrogénio	Fluxo	Custo total da cadeia de valor do hidrogénio, incluindo produção, armazenamento e distribuição.	Custo Produção Hidrogénio + Custo Armazenamento Hidrogénio + Custo Distribuição Hidrogénio - Redução Custo Oxigénio - Redução Vendas GOR - Apoio Comercialização	€/kg
Custo Armazenamento Hidrogénio	Fluxo	Custo associado ao armazenamento do hidrogénio produzido.	$\text{Custo Total Armazenamento} / (\text{Hidrogénio Armazenamento} + 0.001)$	€/kg
Custo Distribuição Hidrogénio	Fluxo	Custo de transporte e distribuição do hidrogénio até ao consumidor final.	$0.5 / (1 + \text{LOG}(\text{Hidrogénio Distribuído Acumulado} + 1, 100))$	€/kg
Apoio Comercialização	Fluxo	Apoio governamental à comercialização do hidrogénio.	DELAY FIXED(0.5, Transição Apoios, 0)	€/kg
Capacidade Renovável Nec	Fluxo	Proporcional de aumento de capacidade entre eletrolisador e parque dedicado.	Capacidade Instalada Eletrolisadores * Fator de Sobredimensionamento	MW
Lucros Oxigénio	Fluxo	Receitas com venda de oxigénio.	Produção Anual Hidrogénio * Preço Mercado Oxigénio * 8	€
Redução Custo Oxigénio	Fluxo	Redução do custo devido ao incentivo financeiro associado à comercialização oxigénio	Lucros Oxigénio / Produção Anual Hidrogénio	€/kg
Redução Vendas GOR	Fluxo	Redução do custo devido ao incentivo financeiro associado à comercialização de GOR	Vendas GOR / Produção Anual Hidrogénio	€/kg
Taxa de Apoio Produção	Fluxo	Apoio à produção antes e após período de transição	IF THEN ELSE(Time <= Transição Apoios, Apoios Produção, 0.05)	%
Eficiência do Eletrolisador	Fluxo	Eficiência do eletrolisador ao longo do tempo	$0.7 * (1 - \text{Taxa de Degradação})$	%
Capacidade Instalada Armazenamento	Stock	Capacidade de armazenamento de hidrogénio	Nova Capacidade Armazenamento	kg
Nova Capacidade Armazenamento	Fluxo	Incremento na capacidade de armazenamento de hidrogénio.	MAX( 0, Excedente Armazenamento)	kg
Custo Total Armazenamento	Fluo	Custo total do hidrogénio armazenado	Custo Armazenamento * Hidrogénio Armazenamento	€
Custo Armazenamento	Fluxo	Custo de armazenamento por quilograma de hidrogénio	$(\text{CAPEX Armazenamento} + \text{OPEX Armazenamento}) / \text{Capacidade Instalada Armazenamento}$	€/kg
Excedente Armazenamento	Fluxo	Diferença entre o hidrogénio armazenado e a capacidade instalada	Hidrogénio Armazenamento - Capacidade Instalada Armazenamento	kg

Hidrogénio Armazenamento	Fluxo	Hidrogénio armazenado considerando as perdas no armazenamento	$\text{MAX}(0, \text{Produção Anual Hidrogénio} - (\text{Produção Anual Hidrogénio} * \text{Perdas Operacionais}))$	kg
Hidrogénio Distribuído Acumulado	Stock	Quantitativo de hidrogénio distribuído.	Hidrogénio Distribuído	kg
Hidrogénio Distribuído	Fluxo	Hidrogénio distribuído considerando as perdas na conversão	$\text{Taxa Distribuição} * \text{Hidrogénio Armazenamento}$	kg
Custo Total Distribuição	Fluxo	Custo total da distribuição de hidrogénio	$\text{Hidrogénio Distribuído} * \text{Custo Distribuição Hidrogénio}$	€
CAPEX Armazenamento	Fluxo	Custos CAPEX para novos armazenamentos	$\text{IF THEN ELSE}(\text{Capacidade Instalada Armazenamento} > 100000, 1 * 0.8 * \text{Capacidade Instalada Armazenamento}, 1 * \text{Capacidade Instalada Armazenamento})$	€
CAPEX E MW	Fluxo	Varição dos custos CAPEX para novos eletrolisadores	$\text{MAX}(1300, 1970 - 6 * \text{Capacidade Instalada Eletrolisadores})$	€/kW
CAPEX R MW	Fluxo	Varição dos custos CAPEX para aumentos de potência em parques dedicados	$\text{MAX}(1000, 1500 - 3 * \text{Capacidade Instalada Renováveis})$	€/kW
CAPEX B MW	Fluxo	Varição dos custos CAPEX para aumentos de capacidade de armazenamento de energia	$\text{MAX}(200, 400 - 1.5 * \text{Capacidade Instalada Baterias})$	€/kW
OPEX Armazenamento	Fluxo	Varição dos custos OPEX para aumentos de capacidade de armazenamento de hidrogénio	$\text{CAPEX Armazenamento} * 0.02$	€/kg

### B.3 Tabela de variáveis fixas

Variável	Tipo	Descrição	Valor	Unidade
Coeficiente Elasticidade	Fluxo	Define a sensibilidade da procura a variações de preço.	0.4	€/kg
Preço GOR	Fluxo	Preço unitário dos certificados verdes no mercado.	0.15	€/MW
Apoios Produção	Fluxo	Taxa de apoio governamental à produção de hidrogénio.	0.2	%
Preço Competitivo	Fluxo	Preço competitivo que influencia a procura	5.75	€/kg
Taxa de Degradação	Fluxo	Degradação do stack do eletrolisador	Time*0.005	%
Fator de Capacidade	Fluxo	Fator de Capacidade dos parques dedicados	0.225	%
Fator de Sobredimensionamento	Fluxo	Fator de sobredimensionamento do parque dedicado	1.2	MW
Perdas Operacionais	Fluxo	Perdas operacionais no armazenamento	0.01	%
Taxa Distribuição	Fluxo	Percentagem de hidrogénio efetivamente distribuído	0.9	%
Transição Apoios	Fluxo	Quantidade de anos até à transição entre apoios.	10	anos
Preço Mercado Oxigénio	Fluxo	Preço disponível no mercado de oxigénio	0.1	€/kg





## B.5 Tabela de resultados

Variável	Ano												
	0				15				25				Un.
	Misto	M s/ a	R	R s/a	Misto	M s/ a	R	R s/a	Misto	M s/ a	R	R s/a	
<b>Procura</b>	0	0	0	0	7,38	5,96	4,72	3,38	16,71	13,27	12,54	9,12	Índice
<b>Capacidade Eletrolisadores</b>	1	1	1	1	37,86	30,61	29,06	21,98	150,83	120,64	106,28	77,69	MW
<b>Capacidade Renováveis</b>	1,1	1,1	1,1	1,1	37,5	30,3	29,8	22,75	162,26	129,91	113,81	83,27	MW
<b>Capacidade Baterias</b>	3	3	3	3	15,93	13,34	16,16	11,83	100,85	81,68	76,98	58,81	MW
<b>Produção Anual Hidrogénio</b>	142096	142096	57951,1	57959,1	5,30 M	4,28 M	1.13 M	872452	20,90 M	16,71 M	4,37 M	3,22 M	kg
<b>Custo Produção</b>	5,09	5,44	9,2	10,04	4,14	4,33	9,61	10,19	3,31	3,59	7,41	8,53	€/kg
<b>Custo Energia</b>	39,95	39,95			38,13	38,49			31,89	30,51			€/MW
<b>Hidrogénio Armazenado</b>	140675	140675	57379,6	57379,6	5,24 M	4,24 M	1.12 M	863728	20,68 M	16,55M	4,33 M	3,18 M	kg
<b>Hidrogénio Distribuído</b>	126607	126607	51641,6	51641,6	4,72 M	3,82 M	1 M	777355	18,62 M	14,89 M	3,90 M	2,86 M	kg
<b>Lucros Oxigénio</b>	113677	113677	46367,3	46367,3	4,24 M	3,43 M	904498	697962	16,72 M	13,37 M	3,5 M	2,57 M	€
<b>Lucros GOR</b>	489,47	489,47	489,47	489,47	11958,3	9689,46	9693,51	7480,06	53492	42878,4	37861,1	27837,6	€
<b>Custo Final</b>	5,61	5,95	9,91	10,75	3,76	4,45	9,24	10,32	2,93	3,71	7,02	8,65	€/kg
<b>Variação Final</b>	0	0	0	0	-32,97	-25,21	-6,76	-4,0	-47,77	-34,65	-29,16	-19,53	%