

iscte

INSTITUTO
UNIVERSITÁRIO
DE LISBOA

Estudo de Viabilidade do Hidrogénio Verde em Portugal

Bernardo Miguel Silva Boal

Mestrado em Gestão Aplicada

Orientadores:

Álvaro Daniel Silva Vistas de Oliveira, Professor Auxiliar,
ISCTE- Instituto Universitário de Lisboa

Janeiro, 2022

iscte

BUSINESS
SCHOOL

Departamento de Finanças

Estudo de Viabilidade do Hidrogénio Verde em Portugal

Bernardo Miguel Silva Boal

Mestrado em Gestão Aplicada

Orientadores:

Álvaro Daniel Silva Vistas de Oliveira, Professor Auxiliar,
ISCTE- Instituto Universitário de Lisboa

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer ao meu pai por todo o seu apoio e disponibilidade para me proporcionar as melhores condições académicas ao longo dos últimos 17 anos.

De seguida, quero agradecer ao meu orientador, o professor Álvaro Oliveira, que se mostrou disponível desde o início para me dar todo o suporte que precisasse.

Agradecer, também, aos meus colegas do mestrado, que contribuíram para que possa concluir com sucesso mais uma etapa do meu percurso académico.

Quero agradecer aos meus colegas de trabalho e à Dourogás por poder partilhar conhecimento diariamente, num mercado em mudança, para o qual tenho a oportunidade de contribuir, fomentando o seu crescimento.

Por fim, obrigado aos meus amigos e família que são, sem dúvida, o meu pilar para ultrapassar os obstáculos que se atravessam no meu caminho e que, sem eles, seria tudo mais difícil.

Sumário Executivo

Atualmente, vivemos num período em que a preocupação ambiental é levada a cabo no contexto político e empresarial.

A constante procura pela inovação, com vista à criação de necessidades do Ser Humano para posterior satisfação das mesmas, contribuiu para o evoluir da espécie e para a criação de uma economia global.

Nos dias de hoje, atravessamos um problema que derivou dessa mesma inovação, o aquecimento global. Para que possamos travar o seu crescimento, surge a necessidade de nos reinventarmos, promovendo uma transição energética com vista à descarbonização total da economia.

Para acelerar esta transição, surge o hidrogénio verde que tem sido destacado pelos líderes políticos, enquanto fonte de energia renovável que permitirá acelerar o processo.

Em relação a este gás 100% renovável, importa perceber de que forma será ele capaz de ser implementado rapidamente no mercado, para que se possa fazer uma transformação global da economia portuguesa, permitindo que todos os agentes económicos se possam adaptar no tempo devido.

Palavras-chave: Hidrogénio Verde; Mobilidade; Renovável; Energia 100% Limpa; Gases Renováveis; Transição Energética

Classificação JEL:

- Q420 – Fontes de Energia Alternativas
- Q480 – Política do Governo

Executive Summary

Currently, we live in a period in which environmental concern is carried out in the political and business context.

The constant search for innovation, with a view to creating Human needs for their later satisfaction, has contributed to the evolution of the species and the creation of a global economy.

Today, we are facing a problem that stemmed from that same innovation, the global warming. So that we can stop its growth, there is a need to reinvent ourselves, promoting an energy transition, with a view to the total decarbonization of the economy.

To accelerate this transition, green hydrogen appears, which has been highlighted by political leaders as a source of renewable energy that will speed up the process.

Regarding this 100% renewable gas, it is important to understand how it will be able to be implemented quickly in the market, so that a global transformation of the portuguese economy can be carried out, allowing all economic agents to adapt in due course.

Keywords: Green Hydrogen; Mobility; Renewable; 100% Clean Energy; Renewable Gases; Energy Transition

JEL Rating:

- Q420 - Alternative Energy Sources
- Q480 - Government Policy

Índice

Agradecimentos	i
Sumário Executivo.....	ii
Executive Summary.....	iii
Índice.....	iv
Índice de Figuras	vi
Índice de Tabelas.....	vi
Lista de Abreviaturas, Acrónimos e Siglas	vii
Glossário.....	ix
Introdução.....	1
1. Revisão de Literatura.....	2
2. Metodologia	4
3. Análise PEST.....	5
3.1. Político-Legal	5
3.2. Económico	6
3.3. Social.....	7
3.4. Tecnológico.....	8
4. 5 Forças de Porter	10
4.1. Análise concorrencial	10
4.2. Ameaça de novas entradas	12
4.3. Ameaça de produtos substitutos	12
4.4. Poder negocial com os fornecedores.....	13
4.5. Poder negocial dos clientes.....	14
5. Cadeia de Valor do Hidrogénio Verde	15
5.1. Power-to-Gas (P2G).....	16
5.2. Power-to-Mobility (P2M)	16
5.3. Power-to-Industry (P2I).....	17
5.4. Power-to-Synfuel (P2FUEL)	18
5.5. Power-to-Power (P2P).....	18
6. Grupo Dourogás	20
6.1. História	20

6.2.	Posicionamento.....	20
6.3.	Projetos	21
7.	Estudo de Viabilidade Económico-Financeira	24
7.1.	Pressupostos.....	24
7.1.1.	Pressupostos Gerais	24
7.1.2.	Investimento em Capital Fixo (CAPEX)	25
7.1.3.	Custos de Operação (OPEX) e Outros Custos	27
7.1.4.	Produção.....	27
7.1.5.	Receitas	28
7.1.6.	Custo do Capital.....	29
7.2.	Resultados do Estudo	31
7.3.	Análise de Sensibilidade	34
	Conclusão	36
	Bibliografia	37

Índice de Figuras

Figura 1 - Metas do Plano Nacional de Energia e Clima.....	5
Figura 2 - Objetivos da Estratégia Nacional para o Hidrogénio	6
Figura 3 - Disponibilidade anual de radiação solar em Portugal (kWh/m ²).....	8
Figura 4 - Estações de Abastecimento de H2 em Portugal e Espanha (previsão 2025).....	11
Figura 5 - Parque de veículos 100% elétricos em Portugal	13
Figura 6 - Cadeia de Valor global do Hidrogénio Verde	15
Figura 7 - Cadeia de Valor P2G.....	16
Figura 8 - Cadeia de Valor P2M.....	17
Figura 9 - Cadeia de Valor P2I	17
Figura 10 - Cadeia de Valor P2FUEL	18
Figura 11 - Cadeia de Valor P2P	19
Figura 12 - Biogasmove	21
Figura 13 - Hidrogasmove e Solargasmove	22

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Potencial do biometano em Portugal.....	11
Tabela 2 - Componentes do Investimento em CAPEX	25
Tabela 3 - Amortização do CAPEX (milhares de euros).....	26
Tabela 4 - Financiamento do Investimento (milhares de euros)	29
Tabela 5 - Custo efetivo anual dos juros (valores em milhares de euros)	30
Tabela 6 - Margem Bruta anual (milhares de euros)	31
Tabela 7 - EBITDA e EBT anual (milhares de euros)	32
Tabela 8 - Cash Flows (milhares de euros).....	33
Tabela 9 - Demonstração de Resultados do Ano 1	34
Tabela 10 - Cenário de Variação do CAPEX e OPEX	35
Tabela 11 - Sensibilidade do LCOGH	35

Lista de Abreviaturas, Acrónimos e Siglas

CAPEX	–	<i>Capital Expenditure</i>	–	Despesas de Capital
CO ₂	–	Símbolo químico para o dióxido de carbono		
EEGO	–	Entidade Emissora de Garantias de Origem		
EN-H2	–	Estratégia Nacional para o Hidrogénio		
ETAR	–	Estação de Tratamento de Águas Residuais		
FCF	–	<i>Free Cash Flow</i>		
GEE	–	Gases com Efeito de Estufa		
GNC	–	Gás Natural Comprimido		
GNV	–	Gás Natural Veicular		
GO	–	Garantias de Origem		
GPL	–	Gás Liquefeito do Petróleo		
GW	-	<i>Gigawatt</i>		
H ₂	–	Símbolo químico para o hidrogénio		
IPES	–	Instituto Português de Energia Solar		
IRC	–	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas		
IVA	–	Imposto sobre o Valor Acrescentado		
Kg	–	Quilograma		
kWh	–	Quilowatt-hora		
LCOE	–	<i>Levelized cost of energy</i>	–	Custo líquido da energia
LCOGH	–	<i>Levelized cost of green hydrogen</i>	–	Custo líquido do hidrogénio verde
LNEG	–	Laboratório Nacional de Energia e Geologia		
m ³	–	Metro cúbico		
MW	–	<i>Megawatt</i>		
NFM	–	Necessidades de Fundo de Maneio		
OPEX	–	<i>Operational Expenditure</i>	–	Despesas Operacionais
P2FUEL	–	<i>Power-to-Synfuel</i>		
P2G	–	<i>Power-to-Gas</i>		
P2H	–	<i>Power-to-Hydrogen</i>		
P2I	–	<i>Power-to-Industry</i>		
P2M	–	<i>Power-to-Mobility</i>		
P2Me	–	<i>Power-to-Methane</i>		
P2P	–	<i>Power-to-Power</i>		

P&L – Profit and Loss – Ganhos e Perdas

PEM – Proton Exchange Membrane – Membrana Permutadora de Protões

PNEC – Plano Nacional de Energia e Clima

POSEUR - Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos

PPA – Power Purchase Agreement – Acordo de Compra de Energia

PRR – Plano de Recuperação e Resiliência

PV – Fotovoltaico

RNC – Roteiro para a Neutralidade Carbónica

RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

TIR – Taxa Interna de Rendibilidade

UE – União Europeia

UPH – Unidade de Produção de Hidrogénio

UVE – Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos

Glossário

CAPEX – É o conjunto de todas as despesas relacionadas com o investimento realizado em bens de capital para uma empresa ou projeto.

GNV – O gás natural veicular é o gás natural que é utilizado na mobilidade e pode estar sob a forma de GNC ou GNL. O gás natural comprimido (GNC) encontra-se no estado gasoso e serve para abastecer, essencialmente, viaturas ligeiras, autocarros e viaturas de recolha de resíduos sólidos urbanos. O gás natural liquefeito (GNL) encontra-se no estado líquido, sendo armazenado a uma temperatura de, aproximadamente, 160 graus negativos. Por se encontrar no estado líquido, o GNL necessita de menor espaço de armazenagem que o GNC pelo que permite aumentar a autonomia das viaturas servindo, assim, de suporte ao transporte pesado de mercadorias.

Joint venture – Consiste num acordo entre duas ou mais empresas, com vista ao desenvolvimento de negócios e/ou projetos conjuntos.

OPEX – É o conjunto de todos os custos associados à manutenção e operação da atividade de uma empresa.

PPA – É um contrato de compra e venda de energia verde a longo prazo, entre um produtor e um consumidor, com um preço prefixado.

Introdução

Ao longo das últimas décadas, o Ser Humano tem vindo a promover sucessivas revoluções industriais em busca da satisfação das suas necessidades presentes, mas também, através da investigação e da inovação, da satisfação das populações futuras. Apesar de todos os aspetos positivos que esta evolução constante tem trazido, as repercussões ambientais que este progresso tecnológico agrega têm ficado em segundo plano.

Devido à ameaça do aquecimento global, que tem causado desastres ambientais nos últimos anos, as alterações climáticas têm assumido a ordem do dia na política e, conseqüentemente, no mundo empresarial.

Atualmente, e tendo em conta que não é possível recuar no tempo, os países têm vindo a tomar medidas conjuntas, no sentido de travar a subida da temperatura a nível mundial, através de uma promoção da descarbonização gradual da economia, com vista à redução de emissões de gases com efeito de estufa.

Neste panorama de neutralização das emissões, surge um gás renovável enquanto potencial acelerador desta transição energética, o Hidrogénio Verde, que permitirá a substituição dos combustíveis fósseis por este H₂ 100% renovável e com zero emissões de GEE para a atmosfera.

Para reduzir o horizonte temporal de alteração da principal fonte de consumo energético da economia, os Estados têm apoiado financeiramente as empresas que pretendem estar na linha da frente desta transição, diminuindo significativamente as suas emissões. Por outro lado, a penalização das economias poluentes tem sido uma realidade.

1. Revisão de Literatura

O hidrogénio tem sido tema corrente nos últimos 2 anos, na sua componente verde, produzido a partir de fontes de energia renováveis, com recurso à eletrólise da água.

O hidrogénio foi descoberto no século XVIII, em 1766, por Henry Cavendish, e apresenta como principais vantagens a sua abundância no mercado e a elevada quantidade de energia por cada unidade de massa, que nenhum outro gás apresenta (Estêvão, 2008).

Este gás renovável, apresenta como uma das suas características negativas, a necessidade de ser armazenado a -252°C para estar no estado líquido (da Glória, 2013), o que acarreta custos elevados para a alteração do estado gasoso para o estado líquido, bem como para a própria armazenagem e transporte, todavia, permite a armazenagem e o transporte de uma maior quantidade de hidrogénio com a utilização do mesmo volume de espaço, devido à concentração dos átomos.

Para tornar o hidrogénio num combustível competitivo, é necessário que a tecnologia se torne matura o suficiente para poder reduzir os custos de produção. A empresa *Ohmium*, que está a construir uma fábrica de produção de hidrogénio com uma potência instalada de eletrólise de 2 GW na Índia, acredita que em 2023 vai conseguir produzir o hidrogénio com custos unitários entre os 2€/Kg e os 2,5€/Kg, quando comparado com os 10€/Kg a que o hidrogénio verde chega a ser vendido neste momento. A empresa acredita também que, em 2025, este gás renovável poderá representar um custo de produção inferior a 1€/Kg (Hidrogénio verde será mais barato do que o gasóleo até 2023, 2021).

Em Portugal, num consórcio do qual fazem parte entidades como a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), a CaetanoBus e a empresa Comboios de Portugal (CP), está a ser estudada a possibilidade de “transformação das automotoras a gasóleo em circulação na Linha do Vouga”, para “substituição de um motor a diesel por células de combustível a hidrogénio”, resultando, assim, no primeiro comboio movido a hidrogénio verde em Portugal (Leite, 2021).

Em Espanha, foi criado um consórcio liderado pela Repsol, de que fazem parte empresas que se complementam na cadeia de valor, entre as quais empresas detentoras de tecnologia para a produção de hidrogénio, produtores e comercializadores de combustíveis, construtores de meios de transporte e operadores de grandes frotas de transporte pesado de passageiros e mercadorias. Este consórcio prevê um investimento superior a 3 mil milhões de euros para os próximos anos com um potencial de geração de 13 mil novos empregos. Este grupo de empresas estabelece como objetivo a criação de uma capacidade instalada de 2 GW de eletrolisadores para a produção de hidrogénio verde (Patiño, 2022).

A União Europeia, através da Aliança para o Hidrogénio Verde, pretende investir até 470 mil milhões de euros na implementação deste gás renovável enquanto veículo de descarbonização (UE procura investidores privados para projeto de hidrogénio verde, 2020).

2. Metodologia

A metodologia adotada na realização deste projeto consistiu, numa primeira etapa, na utilização da *análise PEST* (Dias, 2018), como forma de englobar todos os fatores externos à Dourogás que permitem perceber o impacto, positivo ou negativo, dos mesmos. Nesta análise, procura-se perceber de que forma a empresa deve abordar a implementação dos seus projetos relacionados com o hidrogénio verde, através de um melhor conhecimento das oportunidades de negócio, bem como das metas e objetivos estabelecidos por documentos que se enquadram na legislação vigente no mercado português e europeu, e que vão ao encontro de um processo de transição energética, com vista à descarbonização total da economia.

No seguimento da *análise PEST*, recorreu-se às *5 Forças de Porter* (Paixão, 2013) para, aliado àquilo que são as medidas políticas, económicas e ambientais, fazer uma análise do mercado concorrencial atual e futuro, através de uma visão abrangente das empresas concorrentes e dos produtos alternativos ao hidrogénio verde, permitindo enquadrar a empresa num mercado tendencialmente competitivo e que pode apresentar uma grande volatilidade de preços para os consumidores, consoante as tensões políticas entre os diferentes países.

De seguida, foi representada a Cadeia de Valor do Hidrogénio Verde, de uma forma geral, e também das diferentes nuances possíveis, consoante o uso final do hidrogénio, como por exemplo a mobilidade, a indústria ou enquanto matéria-prima para a produção de outros gases renováveis.

Seguidamente, enquadrou-se, de uma forma resumida, a Dourogás no mercado energético, com particular destaque para os projetos relacionados com gases renováveis, tornando perceptível um conjunto de oportunidades para a incorporação do hidrogénio verde no leque de negócios já existente, com a possibilidade de alargar a sua gama de produtos e serviços disponibilizados.

Por fim, foi realizado um Estudo de Viabilidade Económico-Financeira, que vai no seguimento do enquadramento legislativo e ambiental realizado, tirando partido da política adotada com vista à aceleração da descarbonização da economia. Para avaliar os resultados, foram calculados indicadores económico-financeiros como o VAL, a TIR, o período de retorno do capital e, ainda, um indicador relevante quando se trata de projetos ao nível da produção energética, neste caso o LCOGH.

3. Análise PEST

A análise PEST é um modelo que permite analisar, de forma global, todos os fatores que afetam, positiva ou negativamente, uma empresa.

3.1. Político-Legal

Em termos político-legais, importa analisar todas as questões referentes ao ambiente, legislação e política de Portugal, bem como da União Europeia (UE). Nos últimos dois anos, foram divulgados três documentos ao nível da sustentabilidade em Portugal, com o intuito de cumprir com as metas adotadas na União Europeia para promover a neutralidade das emissões e o aumento do peso da energia verde no consumo primário de energia, e que se refletem na política e legislação portuguesa. O objetivo principal da política ambiental passa por travar o aquecimento global, no entanto, na UE, contribuirá para a redução da dependência energética face aos países do Oriente.

O Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) apresenta metas ambiciosas para a redução das emissões, numa perspetiva a médio prazo, através do aumento da produção verde de energia, conforme a figura mostra:

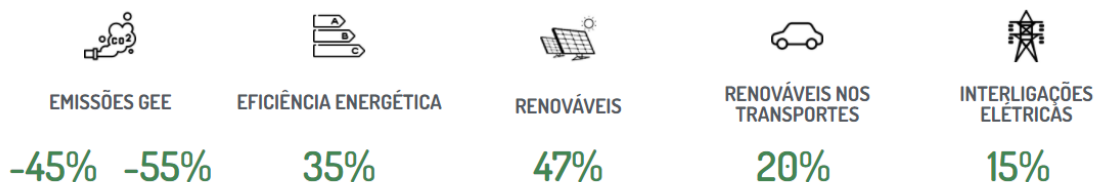


Figura 1 - Metas do Plano Nacional de Energia e Clima (Fonte: PNEC)

Além do PNEC, foi também divulgado o Roteiro para a Neutralidade Carbónica para 2050 (RNC 2050) que apresenta metas a longo prazo para a economia portuguesa.

Em agosto de 2020, foi divulgada a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂) que estabelece objetivos intermédios para 2030, com o intuito de descarbonizar a economia, na íntegra, até 2050.

Na figura abaixo estão representados os principais objetivos para 2030, no que à incorporação de H₂ na economia diz respeito:



Figura 2 - Objetivos da Estratégia Nacional para o Hidrogénio (Fonte: EN-H₂)

A União Europeia divulgou o pacote *Fit for 55* que estabelece a redução das emissões de CO₂ nas viaturas, incluindo a meta para que, a partir de 2035, apenas sejam vendidos automóveis novos com zero emissões, isto é, combustíveis que anulem as emissões da sua utilização, como por exemplo o hidrogénio verde, o biometano, o e-metano ou a eletricidade verde.

3.2. Económico

Em termos económicos, têm vindo a ser adotadas medidas, no sentido de promover a sustentabilidade e, por conseguinte, a utilização de Hidrogénio Verde nos três grandes grupos de utilizadores energéticos: indústria, mobilidade e domésticos.

No final de 2020, foi divulgado um aviso para apresentação de candidaturas ao POSEUR (Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos), com o intuito de apoiar projetos de produção de gases de origem renovável para autoconsumo e/ou injeção na rede, com um limite de 40 milhões de euros.

Em 2021, foi divulgado o Plano de Recuperação e Resiliência, com o objetivo de distribuir os apoios provenientes da UE, que pretende dar respostas a três objetivos principais (Resiliência, Transição Climática e Transição Digital) através de subvenções e empréstimos. Do montante inicial de 16.643 milhões de euros (M€), 21% destinam-se à vertente climática, no entanto, além desta quantia, 930M€ são destinados a Agendas Verdes para a Inovação Empresarial e Agendas Mobilizadoras para a Reindustrialização, que irão apoiar consórcios que envolvam empresas tecnológicas e tomadores da tecnologia, tornando-se mais completos através da agregação de entidades empresariais, centros de investigação e instituições do ensino superior.

Estas medidas terão um papel fulcral no cumprimento dos objetivos estabelecidos no PNEC, RNC e EN-H₂, aumentando a utilização de energia renovável no consumo final e diminuindo a dependência energética face ao exterior.

Além destas medidas, existe outra que será preponderante para que as empresas possam fechar os seus planos de negócio: os leilões. Inicialmente, o Governo português pretendia criar um

mecanismo para subsidiar, de forma concorrencial e transparente, a produção de hidrogénio verde, como forma de o tornar economicamente competitivo face ao gás natural, no entanto, esta medida acabou por sofrer alterações, visto que as empresas que obtêm financiamento ao nível do *CAPEX* não podem receber qualquer financiamento à produção. Com base nisto, o modelo foi adaptado e foram anunciados os leilões de hidrogénio que permitem o confronto entre produtores e consumidores num mercado concorrencial. Embora ainda não seja pública a forma sobre como se irão processar os leilões, sabe-se que, desta forma, o Governo irá financiar os consumidores, no diferencial entre o valor a pagar ao produtor e o preço do gás natural, permitindo que apresentem o mesmo preço por quantidade de energia.

3.3. Social

Ao nível social, existem várias temáticas que devem ser tidas em conta.

A primeira, e que está na ordem do dia em termos políticos e ambientais, assenta na necessidade de redução das emissões de GEE, com destaque para o CO₂. O Hidrogénio Verde vem substituir, diretamente, os combustíveis fósseis que são responsáveis por grande parte das emissões quer ao nível industrial quer ao nível dos transportes. Atualmente, com a necessidade de mudança de paradigma energético, os créditos de carbono têm vindo a aumentar, estabilizando-se na “casa” dos 80 euros por tonelada, nos primeiros dias de 2022, um valor consideravelmente superior quando comparado com o início de 2021 em que se situava entre os 30 e os 40 euros por tonelada de carbono.

Com os novos limites estabelecidos ao nível das emissões de CO₂, as empresas que não conseguem cumprir com as metas de redução poderão comprar créditos de carbono a outras que se encontrem abaixo do limite, resultando num aumento das cotações de mercado dos títulos de emissões de carbono, o que torna o hidrogénio mais competitivo.

Segundo consta na Estratégia Nacional para o Hidrogénio, com a produção deste gás de origem renovável, Portugal irá reduzir, até 2030, as suas emissões de dióxido de carbono em 6 a 8 milhões de toneladas por ano.

Outro fator a ter em consideração prende-se com a necessidade de utilização de água tratada no processo de produção de H₂, no entanto, existe uma tendência para a utilização de águas residuais nos projetos, como forma de mitigar problemas relacionados com a escassez de água em algumas zonas geográficas. Para suprir este potencial problema, investigadores da Universidade de Stanford criaram um método de produção de hidrogénio através da água do mar, com recurso a energia solar.

A terceira temática a ter em conta diz respeito ao potencial de exploração de recursos. Sendo o sol um recurso inesgotável, importa tirar o melhor proveito do mesmo. Como é possível observar no

mapa abaixo, as zonas do País com maior potencial de captação de radiação solar são o sul e o interior que, por sua vez, consistem em regiões com grandes propriedades não edificadas, permitindo a construção de parques fotovoltaicos de grandes dimensões e, conseqüentemente, a produção de Hidrogénio Verde em maior escala, o que resultará numa diminuição do custo unitário de produção do mesmo. A implementação de projetos no interior e sul de Portugal permitirá uma maior envolvimento territorial, aumentando as oportunidades de emprego nessas regiões, através de funções que requerem um certo nível de qualificação.

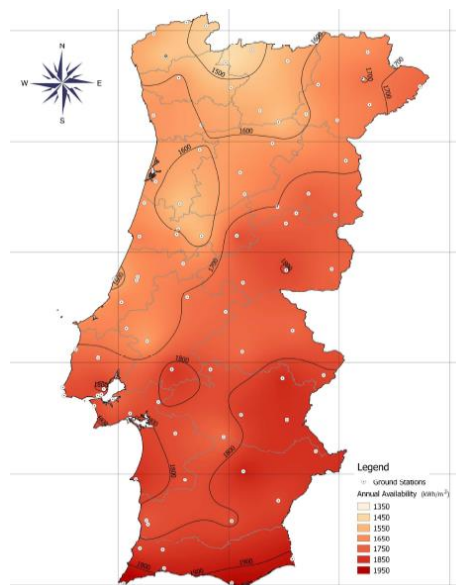


Figura 3 - Disponibilidade anual de radiação solar em Portugal (kWh/m²) (Fonte: IPES)

Ainda ao nível da empregabilidade, a EN-H₂ estabelece como meta para 2030 a criação de 8.500 a 12.000 novos empregos diretamente relacionados com o Hidrogénio Verde que tem por base o histórico ao nível das energias renováveis, nomeadamente a produção de eletricidade, que gerou 10 mil novos empregos nos últimos anos.

As redes de gás natural existentes permitem, por um lado, acelerar a utilização de hidrogénio através da sua incorporação na rede, sendo comercializado sob a forma de gás natural, após conversão energética. Por outro lado, os gasodutos da RNTGN não permitem, ainda, a incorporação de uma elevada percentagem de hidrogénio na rede, devido à diferença de pressão entre ambos os gases.

3.4. Tecnológico

O hidrogénio é um gás utilizado há vários anos, sobretudo na indústria. O H₂ pode ser de três tipos distintos: cinzento, azul ou verde.

O hidrogénio cinzento resulta de um processo de reformação a vapor do gás natural ou carvão, libertando CO₂.

O H₂ azul resulta igualmente do processo de reformação a vapor do gás natural, no entanto, o CO₂ que é libertado no processo é capturado, armazenado e enterrado no solo.

O hidrogénio verde é aquele que irá permitir a descarbonização da economia, visto que é produzido a partir de fontes renováveis de energia, nomeadamente através da eletrólise da água, de processos foto-eletróquímicos, da gaseificação de matérias orgânicas a altas temperaturas ou a partir da digestão anaeróbica da biomassa.

Ao nível do CAPEX, os equipamentos utilizados para a produção de hidrogénio verde encontram-se, ainda, num estado de maturidade precoce, pelo que o seu custo é elevado. Com o evoluir da tecnologia, o seu preço irá reduzir para valores mais estáveis e menos impactados pela oferta e procura, tal como acontece nos dias de hoje. Neste momento existem apoios ao CAPEX com o intuito de acelerar o estado de maturidade das tecnologias.

Ao nível do processo de eletrólise da água, estão a ser desenvolvidas diversas tecnologias de produção de Hidrogénio a partir de fontes renováveis: Células Alcalinas, Células de Membrana Polímera (PEM) e células de combustível de alta temperatura.

Os eletrolisadores de células alcalinas e as PEM são as mais comuns atualmente, visto que necessitam de temperaturas mais baixas e, como tal, implicam custos menores. De entre as duas, a energeticamente mais eficiente é a PEM.

Os eletrolisadores de alta temperatura, embora apresentem custos significativamente superiores, apresentam um nível de eficiência que permite compensar o diferencial de custo.

4. 5 Forças de Porter

O modelo das 5 Forças de Porter permite perceber o meio competitivo em que a empresa se insere, através de uma análise ao mercado concorrencial, bem como encontrar as oportunidades que podem surgir face a outros produtos e/ou concorrentes.

4.1. Análise concorrencial



O mercado do Hidrogénio Verde tem começado a surgir com cada vez maior relevância, devido à necessidade de, por um lado, diminuir as emissões de dióxido de carbono e outros gases com efeito de estufa e, por outro lado, diminuir a dependência da exploração de recursos limitados, como por exemplo o petróleo. Além disso, a produção de Hidrogénio Verde permitirá diminuir a dependência energética de Portugal face a países terceiros, reduzindo as importações e aumentando as exportações.

Sendo ainda um mercado novo, a concorrência não tem, à data de hoje, grande relevância, visto que as metas da União Europeia para atingir a descarbonização da economia são ambiciosas e permitem o aparecimento e crescimento de diversas empresas.

Apesar disso, existem várias empresas que, além da Dourogás Renovável e da Lightsource BP (empresa parceira da Dourogás), pretendem alargar o seu leque de negócios à produção de Hidrogénio Verde, como por exemplo a Bondalti, a Hyperion e a Fusion Fuel.

Atualmente, qualquer um destes concorrentes tem em desenvolvimento diversos projetos relacionados com a produção de hidrogénio verde.

Ao nível da mobilidade, segundo a Gasnam (Associação Ibérica de Transporte Sustentável), em 2025 existirá uma rede ampla de estações de abastecimento de hidrogénio em Portugal, conforme demonstra a figura abaixo:

-  Zonas Urbanas – Estações que permitem o abastecimento de autocarros e viaturas particulares, em zonas com mais de 100.000 habitantes;
-  Corredores logísticos – Estações que servem de suporte às frotas de transporte pesado de mercadorias de média/longa distância.

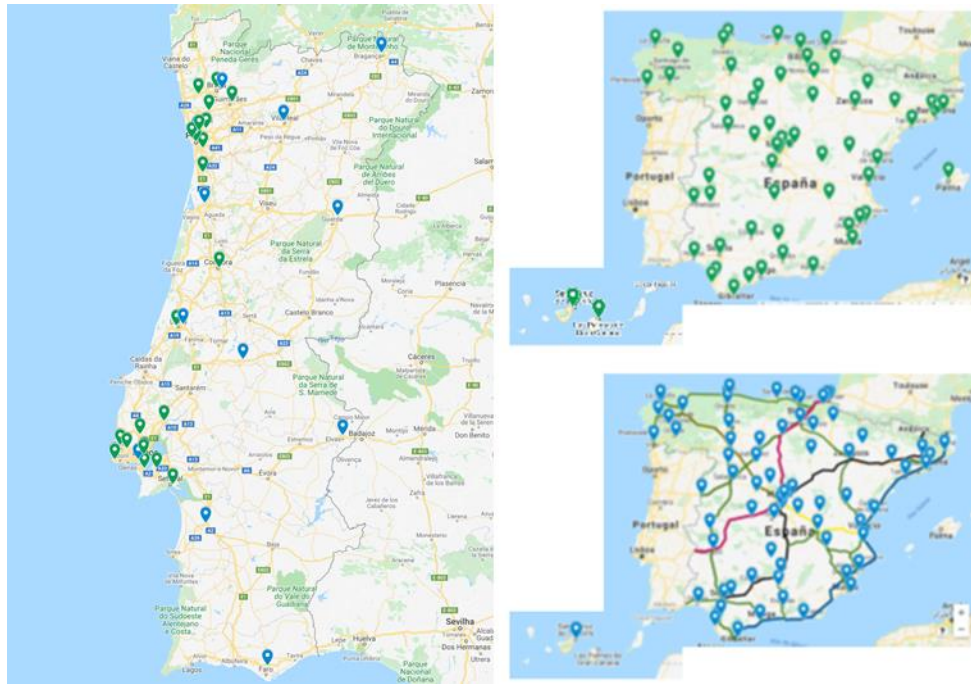


Figura 4 - Estações de Abastecimento de H2 em Portugal e Espanha (previsão 2025) (Fonte: Gasnam)

Além de potenciais produtores de H₂ Verde, existem outras fontes de energia renováveis que poderão fazer concorrência, tais como o biometano, a eletricidade renovável e os combustíveis sintéticos, no entanto, existe ainda a concorrência dos combustíveis fósseis que, pelo seu nível de maturidade, ainda são economicamente mais vantajosos, embora o seu preço dependa muito de um pequeno conjunto de países, podendo ser controlado com a diminuição da oferta, tal como tem sido perceptível nos últimos meses.

O biometano apresenta um potencial bastante elevado, devido à existência de diversas fontes de origem da matéria orgânica, como se verifica na figura abaixo:

Tabela 1 - Potencial do biometano em Portugal (Fonte: LNEG)

Matéria Orgânica	Biometano					
	Produção (M Nm ³ /ano)		Potencial Energético			
	Biogás	Bio-SNG	GWh/ano		ktep/ano	
		Biogás	Bio-SNG	Biogás	Bio-SNG	
Resíduos Sólidos Urbanos	411,6		4482		385,4	
Efluentes domésticos	42,7		465		40,0	
Agropecuária	257,8		2807		241,4	
Ind. Alimentar	93,0		1013		87,1	
Madeiras		865,5		9425		810,4
Papel/ cartão		13,6		148		45,8
Tecidos vegetais		37,8		412		127,4
Total	805,1	916,9	4285	9985	753,9	983,6

4.2. Ameaça de novas entradas

A produção de Hidrogénio Verde exige um investimento em capital muito elevado, bem como custos operacionais significativos, o que aumenta o período de retorno do capital. Por esse motivo, o aparecimento de novas empresas será, naturalmente, mais moderado, no entanto, as metas da UE e os apoios ao investimento, tal como referido acima, deverão alavancar o aumento da oferta deste novo produto.

As novas entradas poderão, por um lado, ser concorrentes ou, por outro lado, complementar-se, acelerando o desenvolvimento e o estado de maturidade das novas tecnologias e, ainda, a mudança de paradigma no consumidor.

Poderão aparecer no mercado novos concorrentes que sejam detentores da tecnologia e pretendam alargar o seu leque de negócios. Estes, por conhecerem melhor as componentes tecnológicas, poderão tornar-se num concorrente mais competitivo devido, também, ao facto de serem detentores da tecnologia.

Outros concorrentes que irão surgir são os grandes comercializadores de produtos petrolíferos, que terão de se adaptar a uma nova realidade, sob pena de estagnarem no tempo.

4.3. Ameaça de produtos substitutos

Os custos elevados de investimento e operacionalização da produção de Hidrogénio a partir de fontes renováveis de energia, como por exemplo as energias solar e eólica, incutem no mercado a necessidade de procurar novos produtos que possam seguir igualmente a estratégia da descarbonização.

Os produtos substitutos, ao dia de hoje, passam muito pelos combustíveis fósseis, como os derivados do petróleo e o gás natural.

Dependendo da utilização final que se esteja a equacionar para a energia, existem produtos alternativos como o biometano que permite a substituição direta do gás natural e pode ser injetado na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) chegando, por exemplo, a habitações, a indústrias ou à mobilidade.

Outra alternativa será a utilização de eletricidade verde, embora em muitas indústrias possa não ser viável devido à necessidade de combustão de gás nas caldeiras para ter a fábrica em funcionamento. Como tal, a energia elétrica é apenas uma alternativa ao hidrogénio na mobilidade, sobretudo para as viaturas ligeiras, e no consumo doméstico, através da utilização de equipamentos elétricos ao invés da utilização de gás natural.

Ao nível da mobilidade, a eletricidade apresenta algumas lacunas que o hidrogénio consegue mitigar, nomeadamente a questão que se prende com a autonomia e o tempo de recarregamento. No que diz respeito ao transporte pesado de mercadorias, em particular o de longa distância, as viaturas elétricas não se apresentam viáveis. Tal como referido acima, a sua autonomia e a duração do carregamento impossibilitam a realização de rotas intensivas que chegam a funcionar 24h por dia, com paragens apenas para abastecer e trocar de motoristas. No gráfico abaixo, pode-se ver a evolução do parque de viaturas elétricas, sendo a maioria viaturas ligeiras, apenas com uma pequena percentagem para o transporte pesado de passageiros:

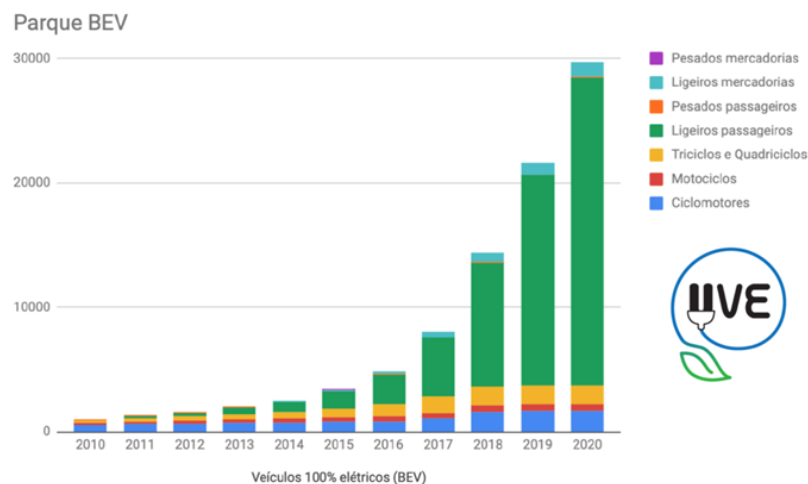


Figura 5 - Parque de veículos 100% elétricos em Portugal (Fonte: UVE)

Além da questão da autonomia e do tempo de abastecimento, as viaturas elétricas poderão apresentar um problema com grande impacto ambiental que se prende com a poluição, ainda desconhecida, causada pelas baterias de lítio.

4.4. Poder negocial com os fornecedores

O mercado do hidrogénio verde, tal como foi dito anteriormente, apresenta uma maturidade ainda muito embrionária, pelo que a capacidade negocial é, ainda, reduzida. A procura por eletrolisadores tem vindo a aumentar nos últimos meses devido ao avançar dos apoios concedidos pelos países da União Europeia para os investimentos realizados a este nível. A oferta atual destes equipamentos é curta para dar resposta à procura.

Com o evoluir dos projetos e do estado de maturidade da tecnologia, o custo de aquisição dos eletrolisadores irá diminuir, estabilizando o seu preço de mercado. Esta estabilização permitirá às empresas ter algum poder negocial com os fornecedores.

Outro fator que impossibilita os investidores de negociarem com os fornecedores é que, no caso de o projeto ser financiado com fundos europeus, a adjudicação da compra quer do eletrolisador quer das restantes componentes financiadas, terá de ser, previamente, submetida a um concurso público que deverá estar aberto à participação de empresas da UE.

A compra de eletricidade verde à rede, que irá alimentar os eletrolisadores, está associada à lei da oferta e da procura, pelo que não é facilmente negociável. Apesar disso, o produtor de hidrogénio poderá negociar com o produtor de eletricidade renovável a assinatura de um PPA para a fixação de um preço de compra e venda de energia elétrica, para complementar um eventual parque fotovoltaico próprio. Neste caso, haverá tendência para contratar preços unitários mais baixos face à atual tendência do mercado, no entanto, ficam obrigados à aquisição da energia a esse preço, independentemente de uma baixa de preço durante o período acordado.

Este custo, mais do que o custo do eletrolisador, terá um peso significativo no preço final do hidrogénio.

4.5. Poder negocial dos clientes

Atualmente, o poder negocial dos clientes é baixo tendo em conta que existe pouca oferta e o grau de maturidade dos projetos de hidrogénio ainda é reduzido. Como tal, os produtores não deverão abdicar de vender o gás a preços que permitam garantir o retorno económico-financeiro dos seus investimentos.

No caso concreto da injeção de hidrogénio na rede de gás natural, os consumidores finais terão de comprar ao comercializador a energia ao preço que deriva do mercado energético incorporando, claro, o hidrogénio, tal como acontece com a eletricidade, em que é concedida prioridade de injeção na rede a energia proveniente de fontes renováveis, mesmo que a um preço superior.

O cliente poderá sempre recorrer aos mecanismos dos leilões, como forma de ver parte da sua energia subsidiada.

O incremento das taxas de utilização de carbono permitirá, também, que o hidrogénio possa apresentar preços mais altos face ao custo por unidade energética dos seus concorrentes.

5. Cadeia de Valor do Hidrogénio Verde

A Cadeia de Valor do Hidrogénio Verde envolve 3 fases, que estão representadas na EN-H₂:

- Produção;
- Armazenamento, distribuição e abastecimento;
- Uso final.

A produção será realizada através do processo de eletrólise da água, com recurso a fontes renováveis de energia.

O armazenamento, distribuição e abastecimento poderá ser realizado com recurso ao transporte rodoviário e marítimo, sob a forma líquida ou gasosa ou através da injeção na rede de gás natural, passando a ser comercializado sob esta forma ou, ainda, através da criação de gasodutos dedicados, que servem para abastecer indústrias que se localizem nas redondezas das unidades de produção de hidrogénio.

O consumo final poderá ser através da utilização de hidrogénio e/ou gás natural nas indústrias, consumo doméstico de gás natural ou abastecimentos de viaturas movidas a hidrogénio.

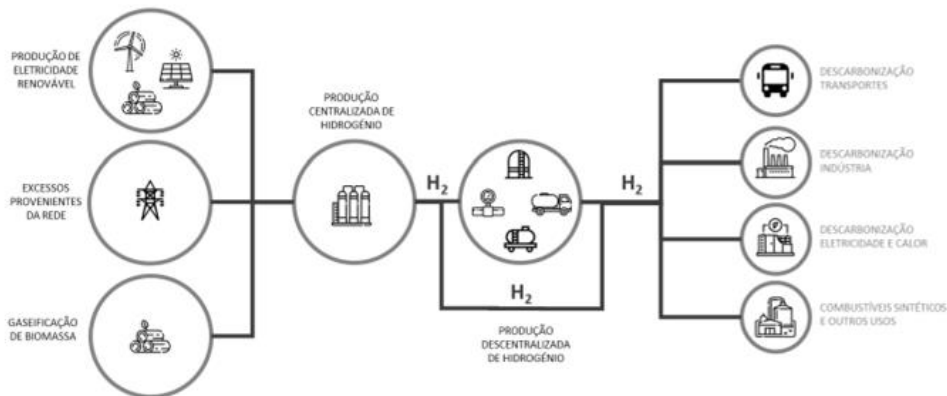


Figura 6 - Cadeia de Valor global do Hidrogénio Verde (Fonte: EN-H₂)

O hidrogénio verde poderá assumir diferentes configurações estratégicas com base nas atuais características do sistema energético nacional, consoante a finalidade e a forma como é transportado.

5.1. Power-to-Gas (P2G)

O hidrogénio poderá ser injetado diretamente na rede de gás natural existente, através de uma mistura (*blending*) dos dois gases, gás natural e hidrogénio. Esta configuração é conhecida como *Power-to-Hydrogen* (P2H).

Outra alternativa passa pela produção de hidrogénio que, aliado à captura de CO₂ de grandes infraestruturas fabris, será alvo de metanação. Este e-metano (metano produzido com recurso a energia elétrica), será posteriormente injetado na rede de gás natural. O processo designa-se de *Power-to-Methane* (P2Me).

Estas configurações permitirão acelerar a descarbonização das redes de gás natural e, por conseguinte, reduzir o nível de emissões dos seus consumidores, com maior relevância para as indústrias e consumidores domésticos.

Na figura abaixo consta a cadeia de valor desta configuração para o hidrogénio:

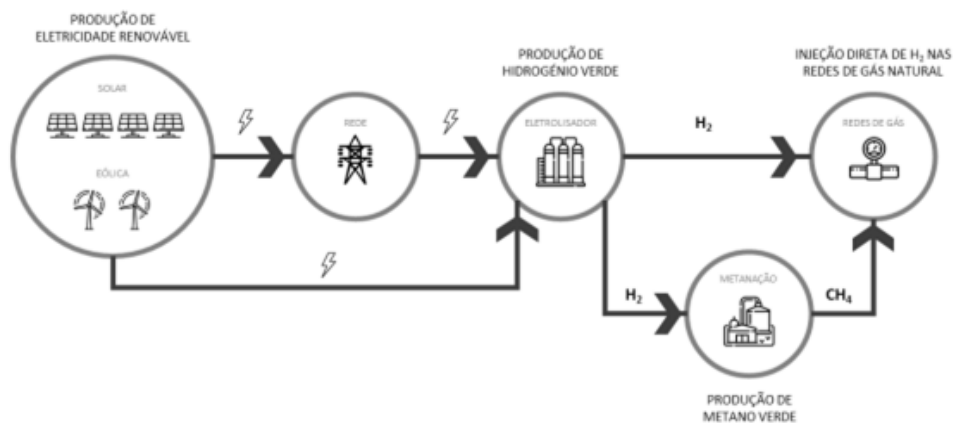


Figura 7 - Cadeia de Valor P2G (Fonte: EN-H₂)

5.2. Power-to-Mobility (P2M)

Uma das possíveis utilizações do hidrogénio é diretamente na mobilidade. Para tal acontecer existem duas possibilidades: transportar o H₂ para o posto de abastecimento através da ferrovia, rodovia ou meio marítimo, ou através da colocação de um posto de abastecimento próximo do local de produção, permitindo uma simbiose entre a produção e a mobilidade.

Além destas, existe uma outra alternativa que passa pela injeção do hidrogénio na rede de gás natural, para posterior abastecimento de viaturas num posto de gás natural veicular (GNV) que se

encontre diretamente ligado à RNTGN, sendo o gás comercializado sob a forma de gás natural comprimido (GNC), através da conversão do poder calorífico.

Encontra-se, em seguida, a representação desta cadeia de valor:

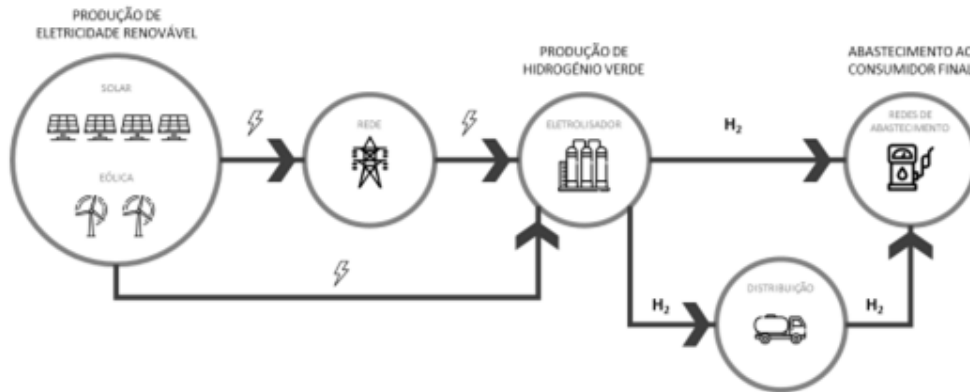


Figura 8 - Cadeia de Valor P2M (Fonte: EN-H₂)

5.3. Power-to-Industry (P2I)

O setor industrial é um dos setores em que a eletrificação não se afigura como uma solução para a descarbonização, devido à necessidade de haver combustão para o funcionamento das caldeiras que alimentam a fábrica do ponto de vista energético.

O hidrogénio apresenta-se, portanto, como um potencial substituto do gás natural, não sendo precisas grandes alterações nos equipamentos, além de uma conversão das caldeiras já existentes. O H₂ também poderá substituir combustíveis derivados do petróleo, embora nesses casos seja necessária uma intervenção maior ao nível dos equipamentos.

Abaixo apresenta-se a cadeia de valor P2I:

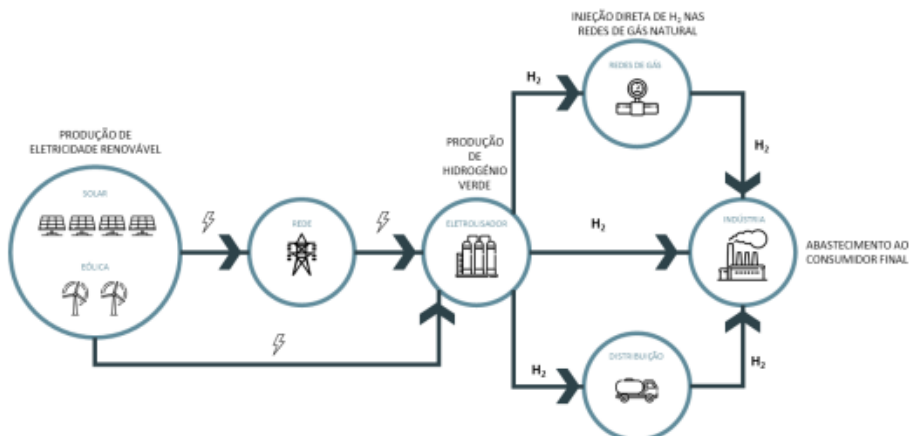


Figura 9 - Cadeia de Valor P2I (Fonte: EN-H₂)

5.4. Power-to-Synfuel (P2FUEL)

Os combustíveis sintéticos poderão ser importantes na descarbonização dos setores marítimo e da aviação, com recurso ao hidrogénio verde. Por outro lado, poderão servir como forma de transportar e armazenar a energia a custos significativamente inferiores, em comparação com os elevados custos associados ao transporte do gás sob a forma de H₂.

Abaixo apresenta-se um esquema simplificado da cadeia de valor:

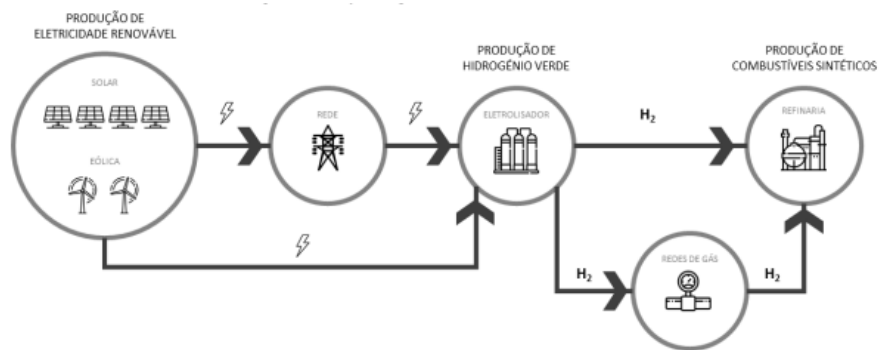


Figura 10 - Cadeia de Valor P2FUEL (Fonte: EN-H₂)

5.5. Power-to-Power (P2P)

Nesta última configuração, o hidrogénio serve de suporte à energia elétrica. A eletricidade, embora seja uma forma de energia com menores custos associados à sua produção, não é facilmente armazenável quando se trata de produção em grande escala.

Neste caso, poderá ser produzido hidrogénio a partir de eletricidade 100% renovável para que possa ser armazenada, sendo posteriormente convertida novamente em energia elétrica, através de células de combustível ou turbinas, no entanto, iria aumentar exponencialmente os custos da eletricidade.

A figura representa a configuração P2P:

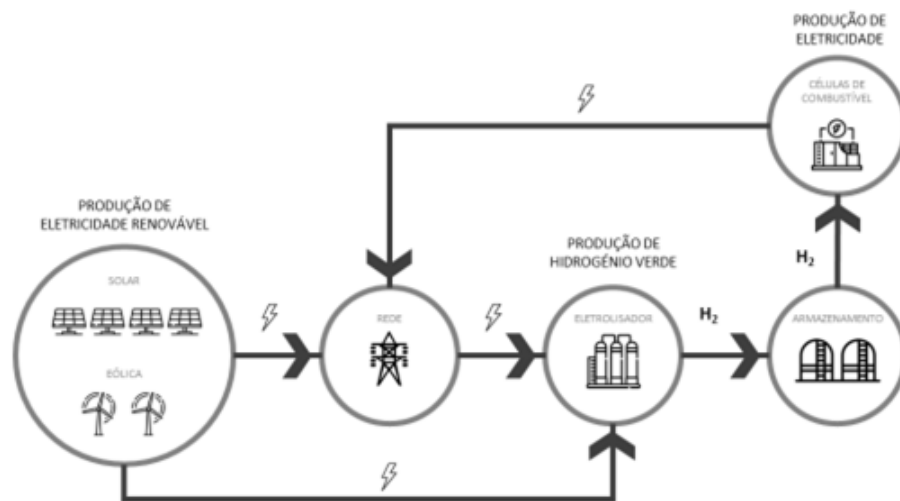


Figura 11 - Cadeia de Valor P2P (Fonte: EN-H₂)

6. Grupo Dourogás

6.1. História

A Dourogás foi criada em 1994, com o objetivo de construir gasodutos e infraestruturas que permitissem levar o gás natural até aos municípios a norte do rio Douro, contribuindo para o desenvolvimento regional.

Durante os últimos 27 anos, o Grupo tem criado empresas que acrescentam inovação e dinamismo ao setor gasista, através de novas formas de produção e utilização do gás natural que, até à data, não existiam em Portugal.

6.2. Posicionamento

O Grupo Dourogás inaugurou, em 2014, o seu primeiro posto de abastecimento de gás natural veicular, no Carregado. Este posto, que se localiza próximo da autoestrada A1, que faz a ligação entre os dois grandes centros metropolitanos de Portugal, permitiu iniciar uma mudança de paradigma no transporte pesado de mercadorias. Passados 8 anos, são já 11 os postos da Dourogás GNV em funcionamento de norte a sul do País, cobrindo os principais corredores de transporte de mercadorias, incluindo nas fronteiras interiores com Espanha, e, ainda, nas áreas metropolitanas de Lisboa e Porto.

Ao longo dos últimos anos, os transportadores têm vindo a adaptar as suas frotas, seguindo um caminho para a mobilidade sustentável. Os postos da Dourogás suportam, diariamente, o abastecimento de mais de 700 viaturas, com destaque para as pesadas de mercadorias, autocarros e veículos de recolha de resíduos sólidos urbanos (RSU).

O GNV, embora seja um combustível com consideravelmente menos emissões de GEE quando comparado com os combustíveis tradicionais derivados do petróleo (gasóleo, gasolina e GPL), ainda não é um combustível verde, ou seja, ainda não é 100% renovável.

O gás natural veicular, poderá ser substituído diretamente pelo biometano, sem qualquer necessidade de alteração nas viaturas nem perda de eficiência, contribuindo para a descarbonização dos transportes. Atualmente, existem já viaturas movidas a biometano, enquanto gás 100% renovável, produzido a partir de resíduos sólidos urbanos, resultando numa economia circular.

Para desenvolver esta temática, foi criada a Dourogás Renovável, que tem como objetivo o desenvolvimento de projetos relacionados com a produção de gases 100% renováveis.

6.3. Projetos

A empresa tem em carteira diversos projetos relacionados com a produção de gases renováveis como o biometano, hidrogénio, e-metano ou metanol verde.

O *Biogasmove* é um projeto de demonstração em Urjais (Mirandela), no qual o biogás proveniente do processo de decomposição dos resíduos sólidos urbanos é purificado e valorizado, sendo transformado em biometano. Este biometano é utilizado para abastecer as viaturas que fazem essa mesma recolha dos resíduos. No passado dia 8 de setembro de 2021, o biometano produzido no âmbito deste projeto começou a ser utilizado para abastecer uma viatura de transporte de mercadorias para uma cadeia internacional de restaurantes, na área da Grande Lisboa.

Na figura abaixo está representada a economia circular que resulta do projeto do *Biogasmove*:



Figura 12 - Biogasmove

O *Hidrogasmove* é um projeto que consiste, também, na produção de biometano. Neste projeto, é utilizado o biogás extraído das lamas de uma ETAR, sendo purificado com vista à sua injeção na rede de gás e/ou utilização direta na mobilidade.

Em conjunto com o *Hidrogasmove*, e numa ótica de inovação e eficiência, foi criado o *Solargasmove* que consiste na produção de hidrogénio verde a partir da eletrólise da água, com recurso a painéis fotovoltaicos. Posteriormente, este H₂ passa por um processo de metanação, através da incorporação do CO₂ proveniente do *Hidrogasmove*. Este processo origina metano sintético, que poderá, tal como o biometano, substituir o gás natural, quer através da injeção na RNTGN quer na mobilidade sob a forma de GNV.

Na figura abaixo está representado o processo completo de ambos os projetos, o *Hidrogasmove* e o *Solargasmove*:

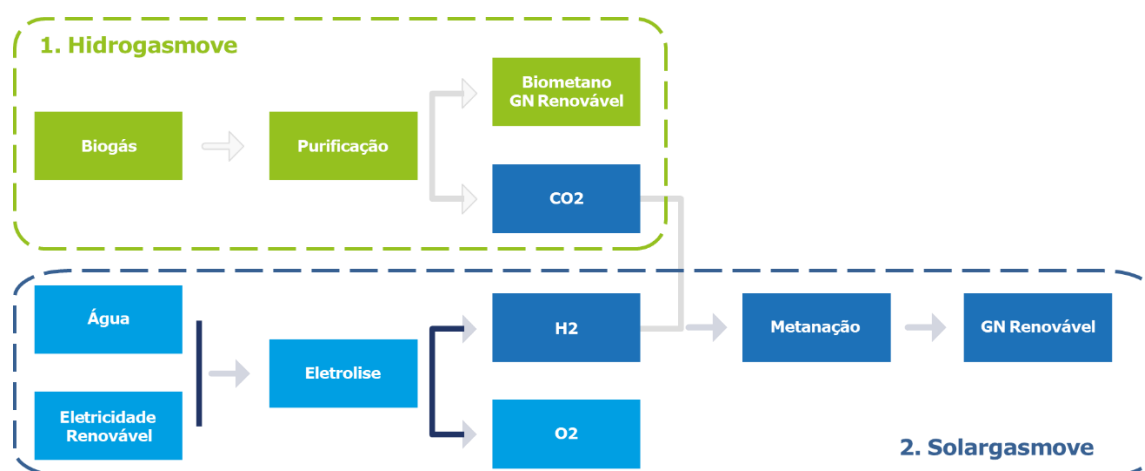


Figura 13 - Hidrogasmove e Solargasmove

O projeto *H2Market*, em parceria com a *Lightsource BP*, consiste na produção de hidrogénio verde a partir do processo de eletrólise da água, com recurso a painéis fotovoltaicos. Este projeto, que se localiza em Monforte, no interior de Portugal, foi o primeiro projeto relacionado com hidrogénio a ser aprovado para receber um financiamento total de 5 milhões de euros por parte do POSEUR. O *H2Market* tem uma capacidade instalada de 10 MW de potência dos painéis PV e 5 MW de eletrolisador.

O *H2Market* é o primeiro projeto desta *joint venture* entre a Dourogás e a *Lightsource BP*, que resultará na criação de 8 projetos de produção de hidrogénio verde, com uma capacidade instalada de 200 MW de painéis fotovoltaicos e 130 MW de eletrolisadores. O hidrogénio produzido será injetado diretamente na rede de gás natural existente. No âmbito destes projetos poderão ser criados até 1.000 novos postos de trabalho diretos e indiretos.

O *H2Driven* é um projeto que tem como objetivo a produção de metanol verde. Este metanol será produzido a partir de hidrogénio verde, que resulta da eletrólise da água com recurso a painéis fotovoltaicos, e do dióxido de carbono capturado de fábricas industriais. O metanol produzido será utilizado em fábricas e comercializado para, por exemplo, navios. O consórcio engloba entidades que se complementam no ciclo económico, nomeadamente detentores da tecnologia, produtores de eletricidade renovável, produtores de hidrogénio verde, entidades de investigação e inovação e, ainda, entidades ligadas à mobilidade. O *H2Driven* é um projeto avaliado em cerca de 925 milhões de euros, dos quais 58 milhões de euros destinam-se à Investigação e ao Desenvolvimento.

Além destes projetos, existem outros que se encontram neste momento em desenvolvimento, por parte do Grupo Dourogás, ao nível do biometano, hidrogénio verde e outros combustíveis verdes, no entanto, são projetos cuja informação ainda não é de conhecimento público.

7. Estudo de Viabilidade Económico-Financeira

O Estudo de Viabilidade Económico-Financeira realizado reflete todas as receitas e despesas inerentes à construção e exploração de uma unidade de produção de Hidrogénio Verde a partir da eletrólise da água.

7.1. Pressupostos

7.1.1. Pressupostos Gerais

- No Estudo foi considerada a produção de Hidrogénio Verde a partir da eletrólise da água, com recurso a energia solar, captada através de painéis fotovoltaicos (PV);
- As unidades de produção de Hidrogénio Verde são colocadas no local de produção, sob a forma de contentores, com a capacidade instalada de 1 MW por unidade. Para cada MW de capacidade de eletrólise, considera-se necessário 2 MW de capacidade fotovoltaica, como forma de captar energia solar durante o dia, sendo que, nas horas em que não existe energia solar, será comprada energia elétrica à rede para continuar a produzir H₂ continuamente. Foi considerada uma média de produção de 23 horas por dia (8.400 horas/ano), permitindo alguma manutenção que se considere necessária. O Hidrogénio produzido será injetado na rede de gás natural, sendo posteriormente comercializado sob essa forma, com a particularidade de ser um gás verde, com recurso a uma conversão energética. Foi, ainda, considerado, um poder calorífico do H₂ de 39,4kWh/Kg;
- Neste Estudo, foi considerada uma capacidade instalada de eletrólise de apenas 1 MW (alcalina), visto que, um eventual aumento da capacidade tratar-se-á apenas de uma questão de escala, não havendo alteração dos custos nem das receitas por MW, salvo se a produção for consideravelmente superior ao ponto de justificar a construção de um eletrolisador de grande dimensão, ao invés de contentores de 1 MW;
- Os custos de CAPEX e OPEX considerados são meramente indicativos, não refletindo a tendência atual de aumento do custo dos equipamentos devido à lei da oferta e da procura e à escassez de componentes na Europa;
- A duração considerada para o projeto é de 20 anos;

- Relativamente ao terreno para a instalação do parque fotovoltaico e do eletrolisador, foi considerado um terreno de 4 hectares (um hectare por MW de painéis), com um custo do arrendamento de 1.500€ por hectare e por ano;
- Foi considerada uma taxa de imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas (IRC) de 21% e uma taxa de derrama municipal de 2%;
- Aos valores apresentados no estudo acresce IVA, se aplicável. No caso dos gastos com pessoal, estão incluídos todos os custos com Segurança Social por parte da entidade empregadora. Nos contratos de aluguer de terrenos estão igualmente incluídos impostos referentes a retenções na fonte para posterior entrega ao Estado.
- Foi considerado um prazo médio de pagamento a fornecedores de 30 dias e de recebimento de clientes de 30 dias, resultando numa Necessidade de Fundo de Maneio (NFM) positiva, havendo lugar a cobertura total por parte do EBITDA acumulado. Apenas nos anos em que existe manutenção extraordinária, a NFM é negativa.

7.1.2. Investimento em Capital Fixo (CAPEX)

- A construção do parque PV tem um custo total de 1,2 milhões de euros, dos quais 7% referem-se ao Estudo de Engenharia e Fiscalização (84.000€), sendo o restante valor para a aquisição e instalação dos painéis e das interligações elétricas;
- A unidade de produção de Hidrogénio tem um custo total de 1,7 milhões de euros, sendo que a sua maior componente diz respeito ao eletrolisador. As restantes componentes são o sistema de compressão (para posterior injeção na RNTGN), toda a componente elétrica e mecânica para garantir a alimentação e o bom funcionamento do eletrolisador, e os Estudos de Engenharia e Fiscalização;
- Na tabela abaixo estão representados os custos de cada componente do projeto:

Tabela 2 - Componentes do Investimento em CAPEX

Descrição	Valor (€)
Estudos e Fiscalização	84.000
Parque PV	948.600
Interligações	167.400
Total Parque PV	1.200.000
Estudos e Fiscalização	85.000
Eletrolisador	1.292.000
Sistema de compressão	242.250
Interligações	80.750
Total UPH	1.700.000
Total do Projeto	2.900.000

- A taxa de amortização dos Estudos é de 33,33%, o parque fotovoltaico é amortizado a 12,5 anos e a unidade de produção de hidrogénio é amortizada a 8 anos, de acordo com o Decreto Regulamentar 25/2009 de 14 de setembro;
- Na tabela abaixo estão representadas as amortizações do projeto:

Tabela 3 - Amortização do CAPEX (milhares de euros)

	Ano de Investimento	Ano Contratual	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Construção e Equipamento H2	0	Investimento	1.530	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Amortização		191	191	191	191	191	191	191	191	191	0	0	0	0	0	0	0	0
		Por amortizar	1.530	1.339	1.148	956	765	574	383	191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	Investimento		85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Amortização			11	11	11	11	11	11	11	11	11	0	0	0	0	0	0	0
		Por amortizar		85	74	64	53	43	32	21	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construção e Equipamento PV	0	Investimento	732	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Amortização		59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	29	0	0	0
		Por amortizar	732	673	615	556	498	439	381	322	264	205	146	88	29	0	0	0	0	0
	1	Investimento		384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Amortização			31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	15	0	0
		Por amortizar		384	353	323	292	261	230	200	169	138	108	77	46	15	-0	-0	0	0
Estudos e Assistência Técnica H2	0	Investimento	51																	
		Amortização		17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Por amortizar	51	34	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	Investimento		34																
		Amortização			11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Por amortizar		34	23	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estudos e Assistência Técnica PV	0	Investimento	60																	
		Amortização		20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Por amortizar	60	40	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	Investimento		24																
		Amortização			8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Por amortizar		24	16	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	Investimento	2.373	527	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Amortização	0	287	347	347	310	291	291	291	291	100	89	89	89	60	15	0	0	0	
	Por amortizar	2.373	2.613	2.266	1.918	1.608	1.317	1.025	734	443	343	254	165	75	15	0	0	0	0	

- Não é considerado valor residual do CAPEX, visto que o capital é totalmente amortizado antes do término do projeto;
- Não foi considerada qualquer taxa de reinvestimento do CAPEX após a sua total amortização, por se considerar que este tem uma vida útil igual ou superior à vida útil do projeto, sendo apenas considerados custos de manutenção regular (OPEX);
- É considerada uma taxa anual de degradação do CAPEX de 2%, isto é, tanto o Parque PV como o Eletrolisador produzem menos 2% de energia, em comparação com o ano anterior;
- Tendo em conta os apoios ao investimento que têm surgido no âmbito da Transição Energética e Climática, prevê-se um apoio de cerca de 1 milhão de euros para o investimento na produção de Hidrogénio, para uma capacidade instalada de 1 MW. Relativamente ao parque PV não existe qualquer apoio ao investimento.

7.1.3. Custos de Operação (OPEX) e Outros Custos

- No Estudo foi considerado um custo de manutenção do equipamento de 4% do total do CAPEX, por ano, o que resulta num total de 116.000€/ano. Neste valor incluem-se peças que necessitem de ser substituídas e pessoal necessário para a realização da manutenção, em regime de subcontratação. Além deste valor, foi considerado um custo adicional para efetuar uma manutenção mais profunda dos equipamentos a cada 8 anos de operação, no valor de 500.000€;
- Tal como referido anteriormente, foi considerado um custo de 1.500€/hectare para o arrendamento do terreno, totalizando um valor de 6.000€/ano;
- Para a produção do Hidrogénio, serão necessárias 2.340 toneladas de água por ano. A água será comprada à rede, com um preço unitário de 2,3333€/m³, totalizando 5.460€/ano;
- Para complementar a energia solar, e visto que nas horas de vazio (entre as 22h e as 8h) quase não existe produção de eletricidade, será comprada eletricidade à rede, através de um PPA com um preço fixado nos 55€/MWh;
- Foram considerados gastos de pessoal e custos administrativos no valor de 30.000€. O projeto será enquadrado na atividade existente do Grupo Dourogás, não havendo necessidade de contratar pessoas externas. Os custos dizem respeito à alocação interna de horas por cada trabalhador abrangido.

7.1.4. Produção

- O Parque fotovoltaico de 2 MW vai permitir a produção de 3.844 MWh no primeiro ano de operação (considerando-se a taxa de desgaste dos equipamentos de 2%), dos quais 3.141 MWh serão utilizados na produção de Hidrogénio Verde, sendo os restantes 703 MWh eletricidade excedente. Este excedente será vendido à rede, através de balanço energético, permitindo compensar, em parte, os custos de compra de eletricidade à rede elétrica. É considerada a venda da eletricidade à rede ao mesmo preço a que é comprada nas horas em que não existe produção fotovoltaica. Por ano de operação, estima-se a aquisição de 5.696 MWh de eletricidade da rede;
- Estima-se que, após cada manutenção extraordinária que deverá ocorrer de 8 em 8 anos, a unidade de produção de hidrogénio e o parque fotovoltaico tenham uma recuperação de 10% do nível de produção, face ao desgaste ocorrido;

- O eletrolisador de 1 MW, com um total de 8.400 horas/ano, permitirá a produção de, aproximadamente, 151 toneladas de Hidrogénio Verde no ano 1 de funcionamento da fábrica;
- Após o processo de eletrólise da água, esta decompõe-se em dois elementos químicos, hidrogénio e oxigénio. Relativamente ao oxigénio, estima-se a produção de 1.208 toneladas por ano;
- O hidrogénio será injetado na rede de gás natural e vendido no mercado sob esta forma física, no entanto, e por balanço, o investidor poderá vendê-lo enquanto gás 100% renovável ao consumidor final.

7.1.5. Receitas

- O preço de venda do hidrogénio é de 6 €/Kg (equivalente a aproximadamente 152 €/MWh), no entanto, o consumidor poderá recorrer aos leilões para ver parte deste preço financiado. O valor a ser financiado pelos leilões será a diferença entre o preço do hidrogénio e o preço do gás natural fóssil. Apesar de o gás natural ter batido recordes históricos nos últimos meses, deverá estabilizar abaixo dos 60 €/MWh a partir do 2º trimestre de 2022. Se esse valor se verificar, o custo real para o consumidor final de hidrogénio verde será de, aproximadamente, 2,37 €/Kg.

Considerando um preço de venda ao público do hidrogénio verde de 6 €/Kg, prevê-se um volume de vendas de 905.895 € no primeiro ano de operação, sendo depois considerado o desgaste anual dos equipamentos;

- Além da venda direta do Hidrogénio, poderão existir receitas através da emissão das garantias de origem (GO), por parte da EEGO. As garantias de origem, que já existem para a eletricidade, poderão ser comercializadas com produtores de combustíveis fósseis que, por força da legislação, têm de reduzir o peso das suas emissões de carbono e outros GEE. Este mecanismo já existe para a energia elétrica renovável e, segundo o Decreto-Lei 60/2020, deverá ser alargado a gases de origem renovável. Apesar da atual legislação, ainda não é conhecida a forma sobre como se irá proceder esta emissão das GO nem a respetiva comercialização, portanto não serão consideradas receitas a este nível;
- Outra receita considerada é referente ao subsídio a fundo perdido, sendo dividido o valor total pelos 20 anos de vida útil do projeto, não tendo qualquer influência na Margem Bruta do negócio;

- São consideradas receitas com a venda da eletricidade excedente, no entanto, esse valor não diz respeito a vendas, visto que, por balanço, irá abater diretamente nos consumos de eletricidade da rede elétrica;
- Poderão ser ainda consideradas receitas com a venda do oxigénio excedente, caso exista nas proximidades uma fábrica que utilize oxigénio para melhorar a eficiência das suas caldeiras.

7.1.6. Custo do Capital

Para calcular o custo do capital investido, é necessário definir a fonte de financiamento:

- Capital Próprio vs. Capital Alheio

A vantagem da utilização do Capital Próprio é, sobretudo, não ser necessário assumir um compromisso financeiro como uma entidade externa, com a obrigação do pagamento de juro. Por outro lado, ao recorrer a Capital Alheio, o investidor está a partilhar o risco do investimento com uma entidade financeira e, ao mesmo tempo, fica com o seu dinheiro disponível para investimentos com, eventualmente, maior rentabilidade.

Neste caso, considera-se que a empresa irá recorrer a Capital Alheio para financiar 50% do seu investimento, isto depois de ter sido deduzido o financiamento a fundo perdido no valor global de um milhão de euros.

Foi considerado um financiamento de 950.000€ com as condições:

- Duração – 10 anos;
- Taxa de juro efetiva – 4%;
- Prestação anual de reembolso do capital.

Tabela 4 - Financiamento do Investimento (milhares de euros)

Operação de financiamento	4,00%										
Ano Contratual	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Capital Inicial Dívida	950										
Juros anuais	0	38	34	30	27	23	19	15	11	8	4
Prestação de Reembolso de Capital	0	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Capital em Dívida fim de período	950	855	760	665	570	475	380	285	190	95	0
Prestação (capital + juros)		133	129	125	122	118	114	110	106	103	99

Para calcular a taxa a que se deve descontar os fluxos de caixa (Cash-Flows), é necessário recorrer à fórmula do Custo Médio Ponderado do Capital, designada por WACC, que tem em conta o Capital Próprio e o Capital Alheio:

$$WACC = R_E * E + R_D(1 - t) * D$$

R_E – Custo do Capital Próprio

E – peso do Capital Próprio

$R_D(1-t)$ - Custo do Capital Alheio após dedução do efeito fiscal sobre os juros

D – peso do Capital Alheio

Ao custo do Capital Alheio foi retirado o efeito fiscal sobre os juros, isto é, o impacto destes no IRC a pagar no final de cada ano fiscal:

Tabela 5 - Custo efetivo anual dos juros (valores em milhares de euros)

Prestação de Reembolso de Capital	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	0	
Juros anuais	38	34	30	27	23	19	15	11	8	4	0	
Efeito Fiscal sobre os juros	9	8	7	6	5	4	3	3	2	1	0	
Out-Flow	124	121	118	115	113	110	107	104	101	98	0	
	950	-124	-121	-118	-115	-113	-110	-107	-104	-101	-98	0
Custo efetivo anual RD x (1-T)	3,08%											

Para calcular o custo do Capital Próprio será utilizado o modelo do CAPM, que compara o risco com o retorno expectável de um investimento:

$$R = r_f + \beta * (r_m - r_f)$$

r_f – taxa de juro sem risco

r_m – remuneração do capital acionista

$(r_m - r_f)$ – prémio de risco do mercado

β – medida de risco

A taxa de juro sem risco (r_f) é a taxa aplicada às obrigações do tesouro (OT) para uma maturidade idêntica à do projeto. Neste caso, a mais próxima é uma OT a 16 anos, com maturidade em 2037, a uma taxa de 4,1%.

A remuneração do capital acionista (r_m) tem por base a taxa de remuneração acionista do PSI 20, que é o índice de referência da bolsa de Lisboa, tendo em conta que agrega as empresas mais bem cotadas e com maior liquidez do mercado português. A rentabilidade a um ano do PSI 20, entre os dias 6 de janeiro de 2021 e 6 de janeiro de 2022, foi de 12,86%.

A medida de risco (β) é retirada de um *site* de um professor de Finanças conhecido internacionalmente, Aswath Damodaran, que se encontra constantemente a fazer atualizações com base no mercado. Neste caso, foi considerado o β destinado a investimentos em Energia Verde e Renovável, que é de 0,68.

Com base nos dados recolhidos, e seguindo o modelo do CAPM, o custo do Capital Próprio (R_E) é de 10,06%.

O custo médio ponderado do capital (WACC) é de 6,57%. Esta é a taxa de retorno do capital que o investidor deve exigir deste investimento, e que será utilizada para descontar os Cash-Flows do projeto.

7.2. Resultados do Estudo

- Com base nos pressupostos acima referidos, e como demonstra a tabela abaixo, a Margem Bruta estimada para o primeiro ano de operação é de, aproximadamente, 626.000€:

Tabela 6 - Margem Bruta anual (milhares de euros)

Ano	Vendas	Custo das Vendas	Margem Bruta
1	945	319	626
2	926	319	607
3	907	319	588
4	889	319	570
5	871	319	552
6	854	319	535
7	837	319	518
8	820	319	501
9	884	319	565
10	866	319	547
11	849	319	530
12	832	319	513
13	815	319	496
14	799	319	480
15	783	319	464
16	767	319	448
17	827	319	508
18	811	319	492
19	794	319	475
20	779	319	460

- Na tabela abaixo está representado o cálculo do EBITDA e do EBT para os 20 anos de operação do projeto:

Tabela 7 - EBITDA e EBT anual (milhares de euros)

Ano	Margem Bruta	OPEX e Staff	Subsídio	EBITDA	Depreciações	Custos Financeiros	EBT
1	625	152	50	524	287	58	179
2	605	152	50	505	347	52	105
3	585	152	50	486	347	46	93
4	566	152	50	468	310	41	117
5	547	152	50	450	291	35	125
6	529	152	50	433	291	29	113
7	511	152	50	416	291	23	102
8	493	652	50	-101	291	17	-409
9	556	152	50	463	100	12	352
10	537	152	50	446	89	6	350
11	519	152	50	428	89	0	339
12	501	152	50	411	89	0	322
13	483	152	50	395	60	0	335
14	466	152	50	378	15	0	363
15	449	152	50	362	0	0	362
16	432	652	50	-153	0	0	-153
17	491	152	50	406	0	0	406
18	474	152	50	390	0	0	390
19	456	152	50	374	0	0	374
20	440	152	50	358	0	0	358

- Apenas nos anos 8 e 16, o EBITDA e o EBT são negativos, devido à existência de manutenções extraordinárias para recuperar eficiência dos equipamentos;
- No último ano de vida útil do projeto, embora a margem bruta seja substancialmente inferior face ao primeiro ano (-30%) devido à taxa de desgaste considerada, o EBT é o dobro (+100%) devido, sobretudo, à ausência de amortizações pelo facto de o capital se encontrar totalmente amortizado;
- O LCOE é um indicador utilizado para calcular o custo líquido atual médio, por unidade de medida, da eletricidade. Para calcular o custo líquido atual médio do hidrogénio verde, aplica-se fórmula semelhante, denominada de LCOGH:

$$LCOGH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t}}$$

C_t – custos totais do ano t

P_t – produção total do ano t (em Kg)

r – taxa de desconto do capital

t – ano do projeto

O valor do LCOGH é de 5,76€/Kg, isto é, cada Kg de hidrogénio produzido neste projeto, ao longo dos 20 anos de vida útil, terá um custo de 5,76€/Kg.

- Na tabela abaixo estão representados os *Cash Flows* do projeto:

Tabela 8 - Cash Flows (milhares de euros)

Ano	Free Cash Flow	FCF descontado	FCF descontado (acumulado)
0	-2.900	-2.900	-2.900
1	483	453	-2.447
2	481	423	-2.024
3	465	384	-1.640
4	441	342	-1.297
5	422	307	-990
6	407	278	-713
7	393	252	-461
8	-101	-61	-522
9	382	216	-306
10	365	193	-113
11	350	174	61
12	337	157	218
13	318	139	357
14	295	121	478
15	279	107	586
16	-153	-55	530
17	313	106	636
18	300	96	732
19	288	86	818
20	276	77	895

- O VAL do projeto corresponde à soma dos *Cash Flows* descontados e acumulados, que é igual a 895 mil euros, aproximadamente;
- A Taxa Interna de Retorno (TIR) para este projeto é de 11,0%;
- *PayBack* (período de retorno do capital), assumindo a taxa de reembolso do capital (acionista e financiamento bancário) de 6,57%, é de 10 anos e 8 meses;
- Com base nos valores alcançados em cada um dos indicadores económico-financeiros, a decisão para este projeto será a de investir;
- De seguida representa-se a Demonstração de Resultados previsional para o primeiro ano de operação:

Tabela 9 - Demonstração de Resultados do Ano 1

Demonstração dos Resultados por natureza do Ano 1 da operação

Rendimentos e Gastos	Ano 1
Vendas e serviços prestados	944.557
Subsídios à exploração	50.000
Custo das vendas	318.754
Fornecimentos e serviços externos	152.000
Gastos com pessoal	-
Aumentos/reduções de justo valor	-
Outros rendimentos	-
Outros gastos	-
Resultado antes de depreciações, gastos de financiamentos e impostos	523.803
Gastos/reversões de depreciação e de amortização	286.810
Imparidade de investimentos depreciables/amortizáveis (perdas/reversões)	-
Resultado operacional (antes de gastos de financiamento e impostos)	236.993
Juros e rendimentos similares obtidos	-
Juros e gastos similares suportados	58.000
Resultado antes de impostos	178.993
Imposto sobre o rendimento do período	41.168
Resultado líquido do período	137.825

7.3. Análise de Sensibilidade

Na tabela seguinte é perceptível a sensibilidade da rentabilidade do projeto em relação ao custo do CAPEX da unidade de produção de hidrogénio. Este poderá ser um dos fatores críticos do projeto tendo em conta que, como já foi dito anteriormente, existe uma grande volatilidade no mercado de eletrolisadores devido ao excesso de procura para a oferta disponível. Por outro lado, o OPEX poderá tornar o projeto mais ou menos rentável, no entanto, existe menor sensibilidade do projeto a este custo do que em relação ao investimento em capital fixo.

Tabela 10 - Cenário de Variação do CAPEX e OPEX

Sumário do cenário						
Variáveis:	Cenário base	Variação do CAPEX (H2)		Variação OPEX		
CAPEX H2	1.700.000	1.500.000	2.000.000	1.700.000	1.700.000	
OPEX	4,0%	4,0%	4,0%	3,5%	4,5%	
Resultados:						
VAL	895.013 €	1.128.729 €	544.438 €	1.020.579 €	769.447 €	
TIR	11,0%	12,5%	9,1%	11,6%	10,5%	
PayBack	anos	10	9	12	10	11
	meses	8	6	9	2	2
LCOGH	5,76	5,56	6,06	5,66	5,86	

Na tabela abaixo é perceptível a sensibilidade do LCOGH aos custos de manutenção e ao preço de compra da eletricidade à rede. O preço de compra da eletricidade é o custo mais representativo para a formação do preço do Kg de hidrogénio, todavia, o valor não apresenta uma maior sensibilidade a este preço, visto que está prevista a construção de um parque de produção de energia elétrica. Apesar disso, os custos com eletricidade, para um PPA de 55€/MWh, representam 66% do total de custos com matéria-prima e operacionais.

Tabela 11 - Sensibilidade do LCOGH

		Preço de Compra de eletricidade à rede (€/MWh)													
		5,76	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85
OPEX (em percentagem do CAPEX)	1,0%	3,9	4,1	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,4	
	1,5%	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,9	6,1	6,3	6,5	
	2,0%	4,1	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	
	2,5%	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	
	3,0%	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	
	3,5%	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	
	4,0%	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	
	4,5%	4,6	4,8	5,0	5,2	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	
	5,0%	4,7	4,9	5,1	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	
	5,5%	4,8	5,0	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	7,3	
	6,0%	4,9	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	

Conclusão

O hidrogénio verde irá ter um papel preponderante na transição energética e na descarbonização da economia, a par de outras fontes de energia, contudo, para que este possa ser competitivo com os combustíveis de origem fóssil, existe um longo caminho a percorrer.

Os Estados-membros da União Europeia estão a providenciar fundos às empresas com vista a uma aceleração do processo de descarbonização e à redução do custo do H₂ renovável.

Neste âmbito, têm sido concedidos subsídios ao investimento, embora sejam ainda insuficientes para permitir que este gás se possa apresentar como uma fonte de energia competitiva no mercado. Para alcançar essa meta, o Estado Português anunciou os leilões de hidrogénio que permitirão conciliar com os apoios ao *CAPEX*, visto que serão atribuídos ao consumidor final, num processo transparente e competitivo.

Com base no estudo realizado, importa, por um lado, que os desenvolvedores de projetos relacionados com hidrogénio verde, sejam eles detentores da tecnologia, produtores, consumidores ou operadores logísticos, desenvolvam a sua área de atividade, criando sinergias para a redução do custo unitário do produto final. Por outro lado, cabe às instituições públicas promoverem medidas que possam ir ao encontro das necessidades do mercado energético ao nível da legislação, tal como tem vindo a acontecer.

Bibliografia

- Capitalização e Inovação Empresarial*. (Dezembro de 2021). Obtido de IAPMEI:
<https://www.iapmei.pt/PRODUTOS-E-SERVICOS/Incentivos-Financiamento/Sistemas-de-Incentivos/Plano-de-Recuperacao-e-Resiliencia/Agendas-para-a-Inovacao-Empresarial.aspx>
- Cavaco, A., Silva, H., Canhoto, P., Neves, S., Neto, J., & Pereira, M. C. (2016). *Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade, mensal e anual*.
- da Glória, P. (2013). Armazenamento de hidrogénio num aparelho Sievert com controlo térmico.
- Decreto Regulamentar n.º 25/2009 de 14 de setembro. (2009). Ministério das Finanças e da Administração Pública. Obtido em 13 de Novembro de 2021, de <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-regulamentar/25-2009-489774>
- Decreto-Lei n.º 60/2020 de 17 de agosto. (2020). Presidência do Conselho de Ministros. Obtido em 26 de Setembro de 2021, de <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/60-2020-140431104>
- Dias, R. (2018). Estratégias de Desenvolvimento para o Sucesso.
- Emissões de Carbono*. (6 de Janeiro de 2022). Obtido de Investing.com:
<https://pt.investing.com/commodities/carbon-emissions>
- Estêvão, T. (2008). O Hidrogénio como combustível.
- (2020). *Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2)*.
- (2021). *Fit for 55*.
- Green & Renewable Energy, Unlevered Beta*. (6 de Janeiro de 2022). Obtido de Damodaran:
http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html
- Hidrogénio verde será mais barato do que o gasóleo até 2023*. (Dezembro de 2021). Obtido de Pplware:
<https://pplware.sapo.pt/motores/hidrogenio-verde-sera-mais-barato-do-que-o-gasoleo-ate-2023/>
- Lei n.º 82-D/2014 de 31 de dezembro. (2014). Diário da República, 1.ª série — N.º 252. Obtido em 13 de Novembro de 2021, de <https://dre.pt/dre/detalhe/lei/82-d-2014-66022084>
- Leite, M. (2021). *FEUP "acelera" o primeiro comboio português a hidrogénio*. Obtido de Notícias Universidade do Porto: <https://noticias.up.pt/o-primeiro-comboio-portugues-a-hidrogenio-tera-adn-feup/>
- Obrigações do Tesouro*. (6 de Janeiro de 2022). Obtido de IGCP: <https://www.igcp.pt/pt/menu-lateral/leiloes/obrigacoes-do-tesouro/calendario-de-leiloes/>
- Paixão, J. (2013). Análise estratégica da indústria de veículos pesados de mercadorias em Portugal.
- Patiño, M. Á. (2022). Repsol desata la gran batalla del hidrógeno. *Expansión*, 1-3.
- (2019). *Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)*.

Portgas. (13 de Janeiro de 2022). Obtido de <https://www.portgas.pt/particulares/apoio/perguntas-frequentes/como-e-onde-podera-ser-feita-a-producao-de-hidrogenio/>

Previsão de rede Ibérica de estações de hidrogénio. (13 de Novembro de 2021). Obtido de Gasnam: <https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-hidrogenas/>

PSI 20. (6 de Janeiro de 2022). Obtido de Investing.com: <https://pt.investing.com/indices/psi-20> (2019). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica para 2050 (RNC 2050)*.

UE procura investidores privados para projeto de hidrogénio verde. (2020). Obtido de Jornal de Negócios.

UVE – Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos. (Janeiro de 2021). Obtido de

<https://www.uve.pt/page/blueauto-01-2021-balanco-vendas-veiculos-eletricos-2020/>