



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO FELIPE SANTOS MAIA

**HIDROGÊNIO VERDE: UM ESTUDO SOBRE SUA VIABILIDADE TÉCNICA E
ECONÔMICA**

Recife
2023

JOÃO FELIPE SANTOS MAIA

**HIDROGÊNIO VERDE: UM ESTUDO SOBRE SUA VIABILIDADE TÉCNICA E
ECONÔMICA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do grau de Bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Eduardo José Barbosa
Coorientador(a): Msc. Valdemar Moreira Cavalcante Junior

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Santos Maia, João Felipe.

Hidrogênio verde: um estudo sobre sua viabilidade técnica e econômica /
João Felipe Santos Maia. - Recife, 2023.
87 : il., tab.

Orientador(a): Eduardo José Barbosa

Coorientador(a): Valdemar Moreira Cavalcante Junior

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -
Bacharelado, 2023.

1. Hidrogênio Verde. 2. Fontes de Energia Alternativas. 3. Fontes de
Energia Renováveis. 4. Descarbonização. 5. Hidrogênio. I. Barbosa, Eduardo
José. (Orientação). II. Moreira Cavalcante Junior, Valdemar. (Coorientação). IV.
Título.

620 CDD (22.ed.)

JOÃO FELIPE SANTOS MAIA

**HIDROGÊNIO VERDE: UM ESTUDO SOBRE SUA VIABILIDADE TÉCNICA E
ECONÔMICA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do grau de Bacharel
em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 26/09/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Msc. Valdemar Moreira Cavalcante Junior (Coorientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Douglas Pimentel Contente Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Luiz Henrique Alves de Medeiros (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado a todos que de alguma forma contribuíram para esta construção.

AGRADECIMENTOS

Durante toda jornada de minha vida, sempre fui acompanhado por pessoas que queriam meu sucesso. Sejam familiares, amigos ou professores; sempre fui rodeado de pessoas especiais e de um coração enorme. Dentro deste contexto foi apenas natural que conseguisse cumprir meus objetivos.

Gostaria de agradecer nominalmente aos meus pais, Stélio e Roberta, assim como minha irmã Júlia, que foram fundamentais desde conclusão da educação básica até a conclusão de meu ensino superior. Eles formaram uma rede de apoio que foi de especial importância para mim nos momentos de frustração, em que os resultados que obtive não foram os que eu esperava; assim como nos momentos de extrema alegria, como quando eu soube que teria a oportunidade de cursar o curso de Engenharia em uma instituição de excelência.

Queria agradecer também a todos meus amigos do ensino fundamental e médio, com os quais tenho contato até os dias de hoje, e que me proporcionaram diversas risadas. Agradeço nominalmente aos meus amigos no curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco: Mateus e Camilla, sem eles minha trajetória teria sido infinitamente mais difícil.

Por fim, gostaria de agradecer a WATT Consultoria, empresa júnior do departamento, que me ajudou a começar a traçar minha carreira profissional, a INTEREST engenharia, que foi meu primeiro estágio e onde pude expandir meus conhecimentos técnicos. Meus agradecimentos também a White Martins, empresa em que me encontro atualmente, onde aprendo diariamente sobre a engenharia e suas diversas aplicações nos negócios, na White pude ter contato com empreendimentos de grandes proporções e com muitos profissionais extremamente capacitados e atenciosos, todo dia aprendo algo novo.

Obrigado a todos!

As nuvens mudam sempre de posição, mas são sempre nuvens no céu. Assim devemos ser todo dia, mutantes, porém leais com o que pensamos e sonhamos (Beleki; Paulo).

RESUMO

No contexto dos tratados ambientais internacionais e da busca contínua por fontes de energia mais limpas e sustentáveis, o hidrogênio verde emergiu como um potencial vetor energético capaz de substituir os combustíveis fósseis em diversas aplicações. Este estudo visa analisar detalhadamente a viabilidade técnica e econômica do hidrogênio verde na sociedade atual. Para atingir esse objetivo, a pesquisa começa com uma caracterização abrangente do hidrogênio verde, seguida de uma análise de custos detalhada, com ênfase nos aspectos de produção, armazenamento e transporte desse gás. Além disso, o estudo explora a aplicação do hidrogênio verde em setores-chave da economia, com foco especial no setor elétrico. Esta análise se baseia em um amplo conjunto de referências, com o propósito de oferecer ao leitor uma compreensão abrangente do tema. O escopo da pesquisa abrange tanto o cenário global quanto o cenário nacional para a adoção do hidrogênio verde, considerando fatores econômicos, técnicos e legais. A pesquisa destina-se a contribuir para a compreensão das implicações e potenciais benefícios associados à transição para o hidrogênio verde como uma alternativa viável e sustentável aos combustíveis fósseis, no contexto da atual agenda global de sustentabilidade ambiental.

Palavras-chave: hidrogênio verde; fontes de energia alternativas; fontes de energia renováveis; descarbonização.

ABSTRACT

In the context of international environmental treaties and the ongoing search for cleaner and more sustainable energy sources, green hydrogen has emerged as a potential energy vector capable of replacing fossil fuels in various applications. This study aims to analyze in detail the technical and economic viability of green hydrogen in today's society. To achieve this goal, the research begins with a comprehensive characterization of green hydrogen, followed by a detailed cost analysis, with an emphasis on the production, storage and transportation aspects of this gas. In addition, the study explores the application of green hydrogen in key sectors of the economy, with a particular focus on the electricity sector. This analysis is based on a wide range of references, with the aim of providing the reader with a comprehensive understanding of the topic. The scope of the research covers both the global and national scenarios for the adoption of green hydrogen, considering economic, technical and legal factors. The research is intended to contribute to an understanding of the implications and potential benefits associated with the transition to green hydrogen as a viable and sustainable alternative to fossil fuels, in the context of the current global environmental sustainability agenda.

Keywords: green hydrogen; alternative energy sources; renewable energy sources; decarbonization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz elétrica mundial.	14
Figura 2 - Representação de formas de obtenção do H ₂	19
Figura 3 – Representação do processo de eletrólise da água para produção de H ₂	22
Figura 4 – Exemplo da obtenção de H _{2v} e aplicação no setor elétrico brasileiro	23
Figura 5 – Sistema básico de eletrólise alcalina da água.....	24
Figura 6 - Ilustração esquemática de um eletrolisador PEM	24
Figura 7 – Ilustração esquemática de um eletrolisador SOEC	25
Figura 8 – Faixas de custo para obtenção do H ₂	30
Figura 9 - Países do mundo que adotaram ou planejam adotar sistemas de precificação do carbono (mercado de carbono)	32
Figura 10 – Condições de acesso a fontes de energia renováveis, em diferentes países do mundo (potencial para produção de H _{2v})	35
Figura 11 – LCOE de diferentes formas de geração de energia ao redor do mundo	37
Figura 12 - LCOE de diferentes formas de geração de energia ao redor do mundo	37
Figura 13 – Projeção de custos para produção do H _{2v}	38
Figura 14 - Projeção de custos para produção do H _{2v} para diferentes CAPEX, fatores de carga e LCOE	39
Figura 15 – Estimativa do custo para a produção de H _{2v} comparado a alternativas fósseis com CCUS	40
Figura 16 – Estimativa do custo para a produção de H _{2v}	42
Figura 17 – Exemplos de UHS e formas de uso do H ₂	45
Figura 18 – Exemplo da estocagem de H _{2v} em cavernas de sal	47
Figura 19– Custos em USD/kg de H ₂ baseados nas distâncias percorridas, meio utilizado e volume entregue.....	54
Figura 20 – Perspectiva na redução dos custos em USD/kg de H ₂ para os custos de produção e transporte do H ₂	56
Figura 21– Expectativa de rotas marítimas para o comércio de H ₂ , e seus respectivos custos.....	58
Figura 22 – Expectativa de rotas marítimas para o comércio de H ₂ , e seus respectivos custos.....	59
Figura 23 – Esquemático simplificado dos componentes de uma turbina a gás para geração de energia elétrica.	62
Figura 24 – Esquemático simplificado do ciclo aberto em uma termoeletrica operando a gás	63
Figura 25 – Esquemático simplificado do ciclo combinado em uma termoeletrica operando a gás	63
Figura 26 – Comparativo entre os custos de geração para termoeletrica a gás, operando com ciclo combinado, com uso de H _{2v} ou gás natural	66
Figura 27 – Emissões de CO ₂ advindas do setor de transportes	67
Figura 28 – Vendas anuais de EV.....	68
Figura 29 – Funcionamento de uma célula de combustível à H ₂	70
Figura 30 – Alguns dos componentes de um veículo movido à H ₂	70
Figura 31 – Razão FCVEs/BEVs.....	72
Figura 32 – Composição da matriz elétrica brasileira.....	74
Figura 33 – Participação de renováveis em diferentes matrizes elétricas.....	75
Figura 34 – Evolução da participação de fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira	75

Figura 35 – Evolução da participação de fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira	77
Figura 36 – Evolução da participação de fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características gerais do CCUS.....	20
Tabela 2 - Classificação de cores para o H ₂	21
Tabela 3 – Estimativa para evolução nos custos de CAPEX e tonelada de CO ₂ emitida com o passar dos anos.....	41
Tabela 4 – Diferentes formas para armazenamento do H ₂ para sua forma gasosa..	43
Tabela 5 – Diferentes formas para armazenamento do H ₂ para sua forma líquida...	44
Tabela 6 – Desafios e características de algumas das diferentes formas de armazenamento de H ₂	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CO ₂	Dióxido de carbono
BEV	<i>Battery electric vehicle</i>
C ₂ H ₆	Etano
C ₃ H ₈	Propano
CAPEX	Despesa de capital
CCUS	<i>Carbon Capture Utilization and Storage</i>
CGH ₂	<i>Compressed hydrogen</i>
CH ₄	Metano
EU ETS	<i>European union emissions trading system</i>
EV	<i>Electric vehicle</i>
FCEV	<i>Fuel-cell Electric Vehicle</i>
GEE	Gases de efeito estufa
H ₂	Hidrogênio
H _{2a}	Hidrogênio azul
H ₂ O	Água
H ₂ S	Sulfeto de hidrogênio
H _{2v}	Hidrogênio verde
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
LCOS	<i>Levelized cost of storage</i>
LOHCs	<i>Liquid organic hydrogen carrier</i>
MBRE	Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
NDC	<i>Nationally determined contributions</i>
NH ₃	Amônia
PCI	Poder calorífico inferior
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
PL	Projeto de Lei
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
TCO	<i>Total cost of ownership</i>
UE	União europeia
UFV	Usinas fotovoltaicas
UHS	<i>Underground hydrogen storage</i>

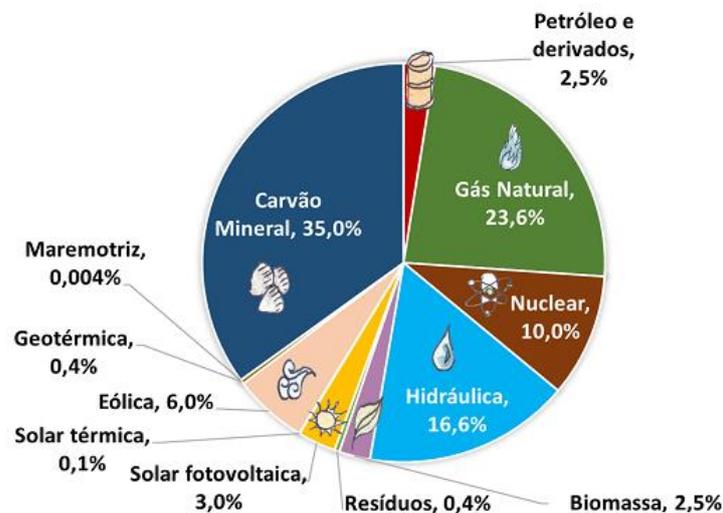
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	O PAPEL DO HIDROGÊNIO (H ₂) NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA.....	15
1.2	OBJETIVOS	16
1.2.1	Geral.....	16
1.2.2	Específicos	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	16
2	CONTEXTO GERAL SOBRE O H₂ E TECNOLOGIAS DE CAPTURA, ARMAZENAMENTO E UTILIZAÇÃO DO CO₂.....	18
2.1	PROCESSOS PARA A OBTENÇÃO DO H ₂	18
2.1.1	Sobre a captura, utilização e armazenamento de carbono (Carbon capture, utilisation and storage – CCUS)	19
2.2	CLASSIFICAÇÃO DO H ₂	20
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE O H₂V.....	22
3.1	CONCEITOS BÁSICOS SOBRE O H ₂ V	22
3.2	PROCESSOS DE PRODUÇÃO DO H ₂ V	23
3.3	POTENCIALIDADES E DESAFIOS NO USO DO H ₂ V	25
4	ANÁLISE ECONÔMICA PARA VIABILIZAÇÃO DO H₂V	28
4.1	MERCADO DE CARBONO	28
4.2	CUSTOS DE PRODUÇÃO DO H ₂ V	33
4.3	CUSTOS PARA ARMAZENAMENTO DO H ₂	42
4.4	CUSTOS LOGÍSTICOS DO H ₂	52
5	H₂V E SUA VIABILIDADE EM APLICAÇÕES.....	60
5.1	ADOÇÃO DO H ₂ V EM TERMOELÉTRICAS A GÁS	60
5.2	H ₂ V COMO COMBUSTÍVEL PARA VEÍCULOS DE TRANSPORTE	67
6	CENÁRIO BRASILEIRO PARA ADOÇÃO DO H₂V EM LARGA ESCALA. 74	74
6.1	MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E O H ₂ V	74
6.2	PRODUÇÃO DE H ₂ V NO BRASIL (MERCADO INTERNO E EXTERNO) ...	76
6.3	ÂMBITO LEGAL PARA O DESENVOLVIMENTO DO H ₂ V NO BRASIL	78
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	81
	REFERÊNCIAS.....	84

1 INTRODUÇÃO

No contexto atual, a matriz elétrica mundial é, de maneira geral, bastante dependente de combustíveis fósseis (IEA, 2022). Na verdade, fontes de energia tais como o carvão mineral, gás natural e petróleo chegam a ser responsáveis por mais de 50% da matriz elétrica mundial, como apresentado na Figura 1.

Figura 1 – Matriz elétrica mundial.



Fonte: adaptado de EPE (2022)

As fontes energéticas supracitadas são responsáveis por uma emissão considerável de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, o que já foi debatido por diversos autores (Xiong, 2021), como um agente responsável pelo aumento do efeito estufa, e, conseqüentemente do aquecimento global.

Sendo assim, a partir da década de 90 (especificamente com o Protocolo de Kyoto, em 1997), com a constatação do aumento da temperatura média no globo terrestre (B. Ekwurzel, 2017), os governos mundiais começaram a despender uma atenção cada vez maior ao tema do aquecimento global, assim como às suas conseqüências. Dessa forma, acordos ambientais passaram a ser pauta no debate público, e estratégias passaram a ser traçadas de maneira a atingir as metas estabelecidas por eles. Nesta pauta, ações que visam reduzir a emissão de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, inclusive do CO₂, ganharam destaque.

Progredindo algumas décadas, outro acordo ambiental, o Acordo de Paris (2015), foi assinado pela maioria de países no globo terrestre, incluindo, desde grandes economias como a China, os Estados Unidos e União Europeia, até países de menor poderio econômico, como Mali, Níger, El Salvador e Kiribati, para nomear alguns (FCF Rei, 2017). O acordo propõe uma série de metas de cunho ambiental, tendo em vista o objetivo deste trabalho, destaca-se reduzir drasticamente as emissões de GEE e limitar o crescimento da temperatura do globo terrestre até 1,5 °C comparado a níveis pré-industriais (Hydrogen Council, 2020).

Isso engloba a transição de uma matriz energética mundial, predominantemente dependente do carbono, para uma cada vez menos.

1.1 O papel do Hidrogênio (H₂) na transição energética

Considerando o interesse mundial em um mundo menos dependente de combustíveis fósseis, e conseqüentemente, com menor nível de emissão de CO₂, o H₂ desponta como uma alternativa promissora. Isso se deve ao fato de o H₂ ser considerado uma fonte limpa de energia (a depender do processo usado para sua obtenção), uma vez que a queima da molécula não gera GEE. Além disso, o H₂ tem vantagens como a versatilidade no seu uso e alta densidade energética por unidade de massa (EPE, 2021). A densidade energética pode ser caracterizada como a relação entre a quantidade de energia de determinada molécula, e o volume ou massa. O H₂ tem maior relação energia-peso (densidade energética por unidade de massa) do que qualquer outro combustível (R. Liberato, 2007), porém, tem uma baixa densidade energética por unidade de volume.

Devido a essas características, o H₂ apresenta a possibilidade de funcionar como um vetor de armazenamento de energia e pode vir a desempenhar um papel essencial na descarbonização, pois, a molécula de H₂ pode ser armazenada, distribuída e, quando necessário, convertida novamente energia (energia química convertida em energia térmica, por exemplo). Portanto, tem o potencial de ser usada em diversos setores-chaves de difícil descarbonização total, ou parcial, como o de transportes, indústria e o setor elétrico.

É essencial destacar que, apesar de possuir esta característica, é de fundamental importância analisar qual o processo utilizado para a obtenção da molécula de H₂, pois, caso tenha sido obtida através de um processo que gera poluentes, o objetivo de gerar menos ou nenhum GEE, é perdido.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Analisar o panorama geral para desenvolvimento do hidrogênio verde no Brasil e no mundo, compilando informações e fornecendo ao leitor uma visão ampla sobre o tema.

1.2.2 Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são fornecer ao leitor um entendimento sobre os diferentes fatores que levaram o hidrogênio verde a se tornar um vetor energético necessário para a descarbonização da economia mundial, através de um compilado das diversas informações existentes sobre o tema.

Para isso, será apresentado como esta molécula pode ser obtida, a diferença existente entre as classificações de tipos de H₂, e uma análise econômica e técnica para analisar sua viabilidade frente a outras tecnologias.

Objetiva-se que ao final do texto, o leitor possa ter um entendimento e uma opinião formada sobre o tema, entendendo as diferentes nuances e fatores de relevância para a adoção em larga escala do hidrogênio verde.

1.3 Organização do Trabalho

Nos capítulos 2 e 3 serão analisados diversos aspectos básicos sobre o tema do H₂v, como qual a sua forma de produção e o porquê das diferentes nomenclaturas do

hidrogênio. Estes são conceitos básicos, mas de suma importância para o entendimento do que caracteriza o hidrogênio verde como um vetor energético relevante para descarbonização da economia, assim como a diferença do H₂ emissor de GEE e o não emissor.

Após esses conceitos iniciais, nos capítulos 4 e 5, serão abordadas as complexidades envolvidas nos custos de produção, armazenamento e transporte e a relevância do hidrogênio verde para aplicações de interesse. Isso objetiva compilar informações de diferentes referências a fim de que o leitor tenha um entendimento bastante completo sobre o tema, sendo possível que o leitor consiga visualizar setores, processos e países que podem se beneficiar com a implementação do hidrogênio verde em larga escala.

No capítulo 6 será analisado o cenário atual brasileiro para desenvolvimento da molécula, buscando estudar quais iniciativas estão sendo tomadas no âmbito jurídico nacional para o seu desenvolvimento. Além disso será abordado como o hidrogênio verde pode vir a complementar a matriz energética do país, assim como o posicionamento do Brasil como potencial exportador do hidrogênio verde para outros países.

O capítulo 7, visa fornecer conclusões de forma resumida ao leitor sobre cada um dos temas abordados ao longo do texto. De modo a mostrar como eles dialogam entre si, para que o conjunto proporcione ao leitor um entendimento geral sobre o tema do hidrogênio verde.

2 CONTEXTO GERAL SOBRE O H₂ E TECNOLOGIAS DE CAPTURA, ARMAZENAMENTO E UTILIZAÇÃO DO CO₂

O H₂ é o elemento químico mais abundante do universo (T. Lima, 2014), no entanto, dificilmente é encontrado em sua forma elementar na Terra, de maneira que deve ser obtido a partir de diversas matérias-primas, como a água, biomassa e combustíveis fósseis, combinadas à processos em que há consumo de energia. Alguns destes processos serão discutidos de forma breve a seguir.

2.1 Processos para a obtenção do H₂

O processo mais amplamente difundido em âmbito mundial é o de reforma a vapor de hidrocarbonetos (como o gás natural). Ele é focado na produção do H₂ em larga escala. A reforma do vapor de hidrocarbonetos consiste, de maneira simples, na reação do vapor de água a alta temperatura, com hidrocarbonetos na presença de um catalizador. Este processo resulta na decomposição dos hidrocarbonetos em H₂ e CO₂.

Outro processo relevante para a obtenção do H₂ é a gaseificação do carvão mineral, que é caracterizado pelo aquecimento do carvão mineral à altas temperaturas que, ao reagir com oxigênio (O₂) e vapor de água (H₂O), gera, entre outros produtos, o H₂ e CO₂.

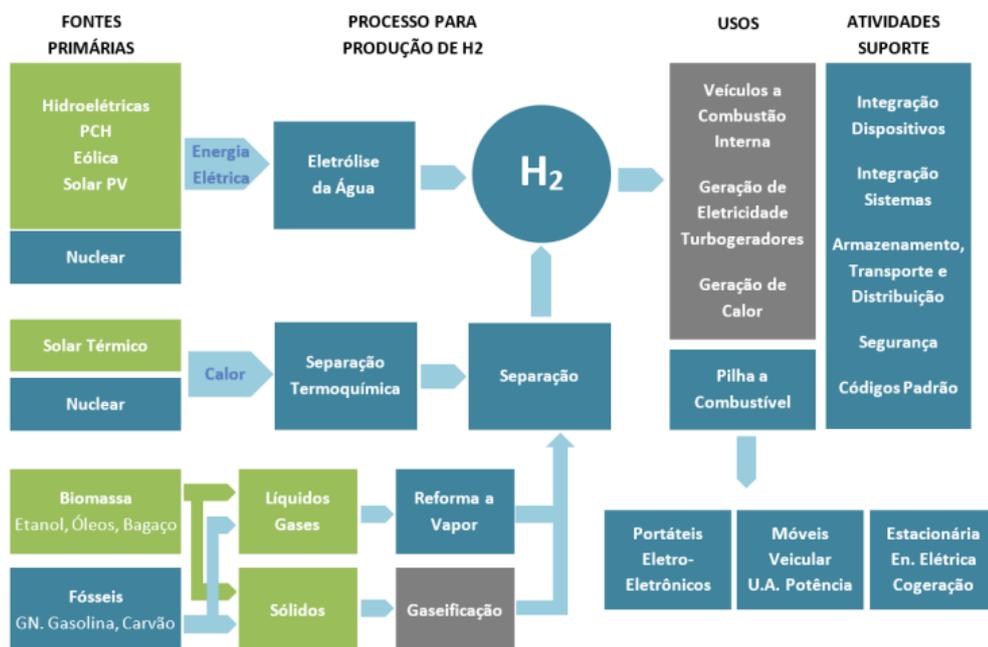
Atualmente, a produção dedicada de H₂ no mundo é cerca de 70 megatoneladas (Mt) por ano, sendo 76% advinda do gás natural e 23% advinda do carvão mineral, ou seja, a obtenção do H₂ por outras rotas tecnológicas tem uma parcela ainda baixa, com cerca de apenas 1% do total (EPE, 2021). É importante destacar que ambos os métodos citados nominalmente, geram uma grande quantidade de GEE (caso não se utilize nenhuma tecnologia CCUS – *carbon capture, utilisation and storage*; esta tecnologia será discutida em seções seguintes) e, assim sendo, evidentemente são processos que não contribuem para uma menor emissão de GEE.

Por outro lado, um método para geração/obtenção de H₂ que vem ganhando destaque, é a quebra da molécula de H₂O em H₂ e O₂, principalmente através da eletrólise. Este método é caracterizado pelo uso da eletricidade na decomposição da

molécula de H_2O , ao fim, é obtido de forma separada o O_2 e o H_2 . Caso a energia utilizada na eletrólise advinha de fontes de energia limpas (com pouca ou nenhuma emissão de CO_2), o H_2 se torna uma possível fonte de energia limpa, a ser armazenado e utilizado em um momento futuro.

Existem inúmeras outras formas de se obter o H_2 , a Figura 2 apresenta os métodos discutidos.

Figura 2 - Representação de formas de obtenção do H_2



Fonte: retirado de EPE, 2021

2.1.1 Sobre a captura, utilização e armazenamento de carbono (Carbon capture, utilisation and storage – CCUS)

Como visto, tanto o processo de reforma do vapor de hidrocarbonetos, como o de reforma do carvão mineral, descritos na seção anterior, resultam na emissão, direta ou indireta, de GEE. Portanto, tendo em vista os pontos já discutidos neste trabalho, do interesse crescente em uma economia cada vez menos dependente do carbono, foram estudadas maneiras de combater este problema.

O sistema CCUS, surgiu com o intuito de mitigar as emissões de CO_2 , capturando-as e, ou as utilizando de maneira produtiva, ou as armazenando de forma

permanente. Dividindo em tópicos, a fim de facilitar o entendimento, as principais características da tecnologia CCUS podem ser vistas na Tabela 1, apresentada a seguir.

Tabela 1 – Características gerais do CCUS.

CCUS - Carbon capture, utilisation and storage	
Captura	A captura de carbono envolve a separação e a captura do CO ₂ emitido por processos industriais, ou por usinas de energia, antes que ele seja liberado na atmosfera. Existem diferentes tecnologias de captura de carbono disponíveis, que podem ser usadas após a conversão de combustíveis fósseis em H ₂ , por exemplo.
Utilização	O CO ₂ capturado pode ser utilizado de várias formas produtivas. Alguns exemplos de utilização do CO ₂ incluem sua utilização em processos industriais, como a produção de combustíveis sintéticos, plásticos ou produtos químicos, ou em processos de recuperação avançada de petróleo.
Armazenamento	O componente de armazenamento do CCUS envolve a injeção do CO ₂ capturado em formações geológicas profundas, como reservatórios de petróleo ou aquíferos salinos, para que o CO ₂ seja armazenado de forma permanente e segura. Essa técnica é conhecida como sequestro geológico de carbono.

De maneira que é possível perceber que a tecnologia CCUS se relaciona diretamente com alguns dos processos descritos neste documento. No caso da reforma do vapor, tendo como matéria prima o gás natural, a tecnologia pode ser utilizada visando mitigar as emissões de CO₂ na atmosfera. Portanto, este avanço tecnológico tem potencial de impactar positivamente a sociedade.

2.2 Classificação do H₂

O H₂ pode ser classificado em diferentes cores com base em como é produzido. Essa classificação de cores é amplamente utilizada para indicar a fonte e o processo de produção do H₂, bem como o nível de emissões de carbono associado à sua produção.

Essa classificação é de extrema importância, pois é através dela que o produto H₂ é caracterizado. A diferenciação das rotas tecnológicas de produção de H₂, de

acordo com a pegada de carbono, busca acoplar o crescente interesse por qualidade ambiental, possibilitando a existência de preços diferentes para essa mercadoria (*commodity*).

Este tema será amplamente discutido em outras seções deste trabalho, mas, por ora, focando na classificação do H₂ levando em consideração os critérios abordados, pode-se apresentar a Tabela 2, com a classificação de cores do H₂.

Tabela 2 - Classificação de cores para o H₂

Escala de cores: Hidrogênio	
Hidrogênio preto ou marrom	Produzido a partir do carvão mineral, sem uso do sistema de captura de carbono (CCUS). Emite grandes quantidades de CO ₂ no processo.
Hidrogênio cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS. Emite grandes quantidades de CO ₂ no processo.
Hidrogênio azul (H _{2a})	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente de outros combustíveis fósseis), com CCUS. Emissões reduzidas de CO ₂ no processo (a depender de quanto do dióxido de carbono gerado no processo é de fato capturado).
Hidrogênio Verde (H _{2v})	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar). Não há emissão de CO ₂ no processo.

Fonte: adaptado de EPE 2021.

É importante destacar que, dependendo da fonte de consulta, pode-se obter uma descrição diferente quanto à cor atribuída ao H₂, do que a que se encontra na Tabela 2. Isso se deve ao fato de ainda não haver uma definição robusta e definitiva quanto ao rótulo atribuído a cada tipo de H₂.

Portanto, a classificação presente na Tabela 2 será aquela adotada ao longo do restante deste trabalho.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE O H₂V

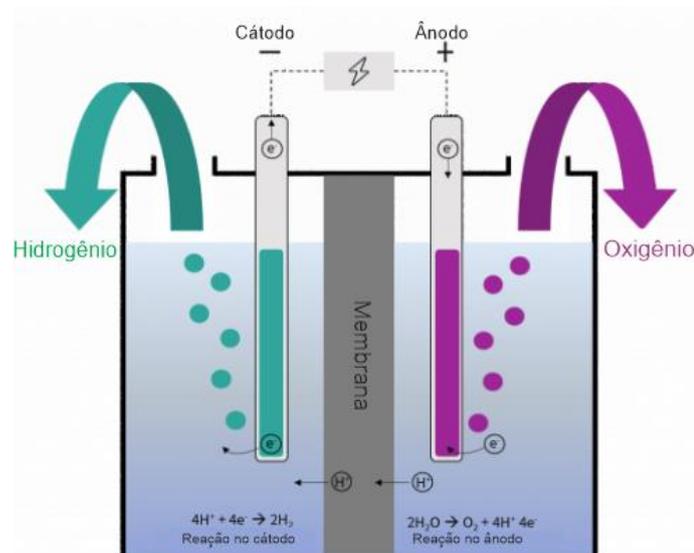
Conforme abordado no capítulo anterior, é inegável o potencial disruptivo que o H₂ possui. Ele pode se tornar a fonte energética principal de diversos setores relevantes da economia, que hoje, dependem majoritariamente de fontes energéticas emissoras de GEE.

Assim, no contexto deste trabalho, busca-se focar no H₂v e os desafios para seu posicionamento como fonte de energia relevante na matriz elétrica brasileira. De maneira que é mais interessante aprofundar-se sobre as características desta alternativa energética.

3.1 Conceitos básicos sobre o H₂v

O H₂v é aquele que é obtido através da eletrólise da água, onde a energia utilizada neste processo previamente citado, advém de uma fonte de energia renovável, sendo ela, principalmente, eólica ou solar (Tabela 2). Na Figura 3, é possível ver o processo de eletrólise da água, e na Figura 4, um exemplo deste procedimento em conjunto com uma aplicação do H₂v gerado para reconversão em energia elétrica.

Figura 3 – Representação do processo de eletrólise da água para produção de H₂



Fonte: adaptado de Power to X, 2023.

Figura 4 – Exemplo da obtenção de H₂v e aplicação no setor elétrico brasileiro



Fonte: retirado de EPBR, 2021

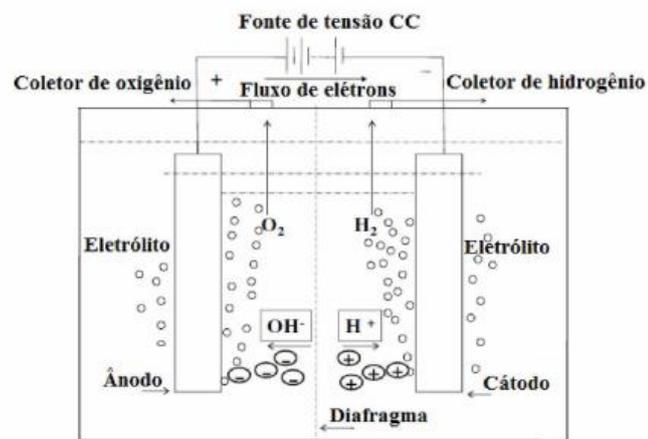
3.2 Processos de produção do H₂v

A seguir, serão apresentadas as três tecnologias mais difundidas para este processo a nível industrial.

- **Eletrólise Alcalina:** é um processo eletroquímico que utiliza uma solução alcalina como meio de condução de elétrons. Neste processo, os íons positivos da solução são atraídos para o cátodo, na qual sofrem redução, e os íons negativos são atraídos para o ânodo, na qual sofrem oxidação. A eficiência da eletrólise alcalina depende de vários fatores, incluindo a concentração da solução, a temperatura, a tensão aplicada e a presença de impurezas. O controle destas variáveis de processo e o uso de materiais apropriados para o eletrodo são cruciais para o incremento da eficiência energética e da vida útil dos equipamentos (Figura 5), (G. Braga, 2015).
- **Eletrólise PEM (Membrana de troca de prótons):** é um processo de eletrólise que utiliza uma membrana para separar os íons positivos (prótons) e negativos (elétrons) dissolvidos em um meio líquido ou gasoso. Esta membrana é feita de polímeros sólidos e permite que os prótons passem através dela, mas impede o movimento dos elétrons. Dentre as vantagens desta tecnologia constam a eficiência energética, alta velocidade de reação, alta pureza do produto (Figura 6), (G. Braga, 2015).
- **Eletrólise de Óxido Sólido (SOEC):** A eletrólise de óxido sólido é uma técnica utilizada para produzir H₂ através da decomposição de compostos de óxido de metais dentro de uma célula eletrolítica composta por dois eletrodos revestidos

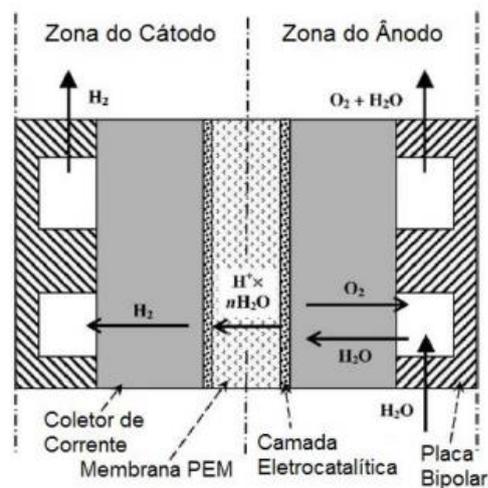
com o óxido sólido e separados por uma camada de eletrólito líquido. Quando a corrente elétrica é aplicada, o óxido é decomposto em cátions e ânions, que reagem com os íons de H_2 e oxigênio presentes no eletrólito. O H_2 é transportado para o polo positivo (cátodo) e o oxigênio para o polo negativo (ânodo). Como vantagens, esta tecnologia faz uso de materiais abundantes (Figura 7), (G. Braga, 2015).

Figura 5 – Sistema básico de eletrólise alcalina da água



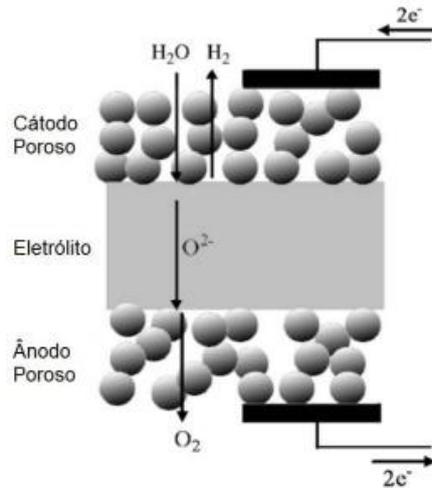
Fonte: retirado de D. Palhares, 2016.

Figura 6 - Ilustração esquemática de um eletrolisador PEM



Fonte: retirado de G. Braga, 2015.

Figura 7 – Ilustração esquemática de um eletrolisador SOEC



Fonte: retirado de G. Braga, 2015

3.3 Potencialidades e desafios no uso do H_2v

Dentro da conjuntura brasileira atual, o H_2v se mostra como uma alternativa interessante para armazenamento de energia de fontes renováveis intermitentes, já que a fabricação e o descarte de baterias podem ter um impacto ambiental significativo, por exemplo. A atual dificuldade para se armazenar a energia gerada por usinas fotovoltaicas (UFV) e parques eólicos para posterior despacho de maneira econômica e eficiente (J. Ferreira, 2017), é algo que faz com que a matriz elétrica mundial ainda dependa de termoelétricas que se utilizam de gás natural, carvão mineral, ou outras matérias primas que emitem uma quantidade significativa de GEE, para que seja possível garantir a confiabilidade do sistema. O H_2v , portanto, poderia vir a complementar as fontes atuais de energia renovável, atuando como vetor para armazenamento dessas fontes de energia, de maneira a contribuir com a construção de uma matriz elétrica ainda mais limpa e independente dos combustíveis fósseis.

Acrescentando a isso, ainda existe possibilidade do uso do H_2v nos mais diversos setores econômicos e produtivos, como no de transportes (navios, aviões, carros), substituindo os motores à combustão de combustíveis fósseis; na indústria química, siderúrgica entre outras. Algumas dessas possíveis aplicações do H_2v serão abordadas em capítulo posterior neste trabalho.

Quanto aos desafios, existem inúmeros que podem ser citados, e isso é comum para uma tecnologia nova e que ainda não está consolidada. Neste primeiro momento,

o intuito foi apenas citar os desafios existentes, em face que ao longo do trabalho se pretende analisar cada dificuldade de maneira individual.

Inicialmente, pode-se destacar como um desafio a ser superado, o alto custo de produção que o H₂v tem quando comparado a outras formas de energia. É evidente que, como o H₂v é obtido através da eletrólise da água, o custo dos eletrolisadores têm impacto significativo sobre seu custo de produção, assim como as fontes de energia usadas como base para execução do processo. Portanto, se o custo final para obtenção do H₂ é consideravelmente maior do que o das outras opções disponíveis, dificilmente ele será adotado em larga escala.

Outra dificuldade, devido ao H₂ ser o elemento mais leve existente, é a forma como se dá o seu armazenamento. Aumentar a densidade energética por volume exige elevadas pressões para armazenamento no estado gasoso, ou criogenia para armazenamento no estado líquido. Além disso, o H₂ é uma substância inflamável, de maneira que exige uma série de cuidados para haja o seu armazenamento em grandes quantidades. Somado à isso, o H₂ tem a capacidade de contaminar os metais de contenção e causar fragilidade nos mesmos.

Analisando a infraestrutura global para sua distribuição e transporte, vê-se que ela está apenas nos seus estágios iniciais. Isso requer um forte planejamento estratégico e investimentos para que se torne desenvolvida à ponto de possibilitar a expansão do H₂v em larga escala.

É válido destacar também que, até o presente momento, no Brasil, não existe um arcabouço institucional adequado no que se refere ao uso energético do H₂, necessidade já destacada pelo Programa Nacional do Hidrogênio (PNH₂) – Propostas e Diretrizes, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), em 2021, onde é proposto como eixo essencial para o desenvolvimento do H₂: “mapear legislações e regulações nacionais existentes para subsidiar a inclusão do H₂, como vetor energético e combustível na matriz energética brasileira. Promover a regulação, por meio de agências governamentais, sobre produção, transporte, qualidade, armazenamento e uso do hidrogênio e suas tecnologias”. A falta de regulamentação resulta no distanciamento de potenciais investidores da tecnologia, pois não é percebido por parte do mercado a segurança jurídica necessária. Hoje, não se sabe quais os certificados são necessários, quais normativos técnicos e de segurança que

devem ser seguidos ou quem regulará e fiscalizará este mercado. Uma ação tomada em um sentido positivo foi o Marco Regulatório do H₂v, que está em tramitação no Senado Federal, e teve sua primeira minuta emitida em setembro de 2023.

A fim de superar estes desafios, será necessário esforços conjuntos do setor privado, governo e instituições de pesquisa. Com intuito de desenvolver alternativas técnicas que solucionariam os desafios atuais e viabilizar economicamente a expansão do H₂v na sociedade como um todo, e principalmente no setor elétrico, como uma alternativa às fontes de energia emissoras de GEE e forma de armazenamento de energia para fontes renováveis intermitentes.

4 ANÁLISE ECONÔMICA PARA VIABILIZAÇÃO DO H₂V

Os desafios e demandas do setor elétrico são fortemente influenciados pela conjectura mundial presente, novas tecnologias desenvolvidas, políticas públicas e investimentos do setor privado. A soma desses fatores, em conjunto com questões técnicas, resulta em um complexo sistema a ser gerido e de essencial importância para a sociedade. Hoje, é visto um aumento na demanda por energia elétrica, assim como a crescente presença de fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira. Isso se deve, entre outros fatores, à preocupação crescente do corpo social com questões ambientais.

Como mencionado anteriormente, o H₂v surge como uma possibilidade de causar fortes impactos em muitas esferas da sociedade. No entanto, para que isso ocorra, será necessário um esforço conjunto da sociedade e governos de maneira a torná-lo viável economicamente e tecnicamente. Nesta seção será abordado, de maneira profunda, os desafios econômicos atuais para adoção do H₂v em larga escala.

4.1 Mercado de carbono

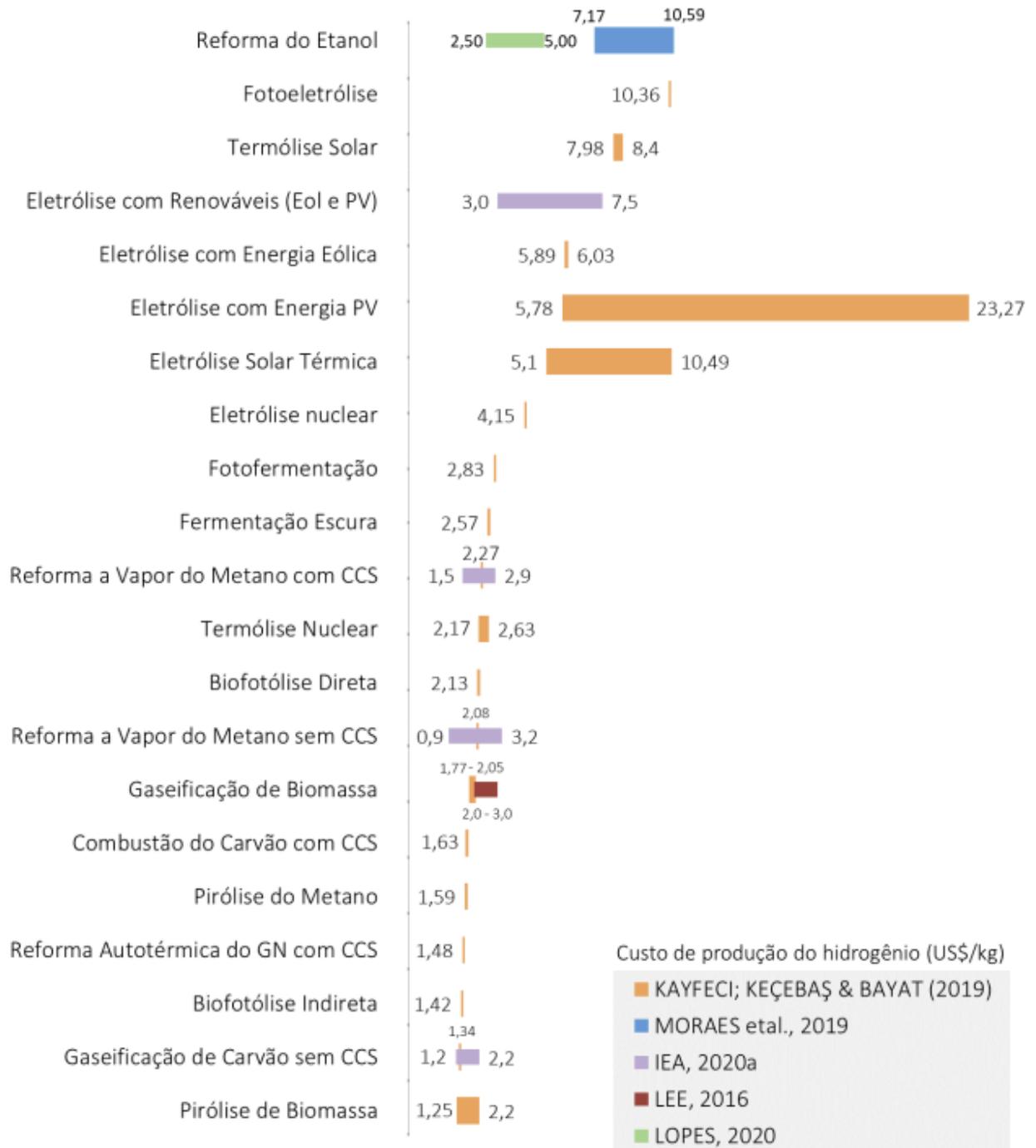
No setor privado, o lucro desempenha um papel fundamental, sendo considerado a principal motivação para as atividades empresariais. Empresas são incentivadas a reduzir seus custos produtivos, seja de maneira a possibilitar um produto mais barato ao consumidor, e assim ganhar escala no mercado, através da conquista de clientes da concorrência; ou mantendo a mercadoria no mesmo patamar de preço, tendo um custo produtivo menor. Em ambos os casos, a consequência é que a margem de lucro da companhia que conseguir reduzir suas despesas na produção, irá ter sua margem de lucro aumentada. Assim, empresários são incentivados a buscar maneiras de diminuir os seus custos operacionais de maneira constante.

Contudo, mesmo que determinada tecnologia represente um avanço para a qualidade de vida da sociedade, se o custo para sua implementação for mais alto do que o de alternativas equivalentes, do ponto de vista produtivo para a mercadoria em questão, ela será preterida em detrimento de outra.

Para ilustrar esse contexto, voltado para o tema deste trabalho em questão, se, para a obtenção de determinado produto, o H₂ é um insumo, será priorizado o H₂ fornecido ao menor preço possível, não importando qual o método utilizado para sua obtenção. Salve as exceções de existir impedimentos legais, regulatórios ou sanções governamentais quanto ao tema.

Como mencionado anteriormente, no mundo, cerca de 99% do H₂ produzido advém de combustíveis fósseis, em processos que emitem grande quantidade de CO₂, a maioria deste número sem o uso da tecnologia de CCUS, o que não é devido ao caso. Essa realidade se deve ao fato de que, atualmente, os processos produtivos para obtenção do hidrogênio cinza ou hidrogênio marrom são mais baratos do os para produção de H_{2a} ou H_{2v} (é mais caro obter H₂ através de processos sem emissão de GEE). Portanto, caso não forem tomadas ações por parte de entidades governamentais para promover, através de incentivos ou penalidades, uma cadeia de produção mais “verde”, o crescimento da demanda por essas formas de H₂, mais onerosas financeiramente, não irá ocorrer. Em suma, o surgimento de demanda por H_{2v} ou H_{2a}, dificilmente ocorrerá de forma orgânica.

Na Figura 8 é possível observar os custos de produção, para diferentes rotas tecnológicas na obtenção do H₂, estimados por diversos autores.

Figura 8 – Faixas de custo para obtenção do H₂

Fonte: retirado de EPE, 2021

A partir da Figura 8, é possível perceber que os dados corroboram com o que foi apresentado anteriormente. O custo médio para produção de 1 (um) kg de H₂ a partir da reforma a vapor do metano (sem CCUS), é cerca de USD 2,05/kg de H₂ cinza gerado; enquanto para a produção de H_{2v}, através da eletrólise com uso de energia

eólica, o custo é de USD 5,96/kg de H₂v gerado (aproximadamente 2,9 vezes maior do que o custo produtivo do hidrogênio cinza citado).

As entidades governamentais se atentaram para esse fato e, no protocolo de Kyoto, em 1997, propuseram um sistema que foi nomeado de “*cap-and-trade*”. Esse sistema funciona com o objetivo principal de colocar um preço sobre as emissões de CO₂ realizada por indústrias. Isso é realizado através de uma determinação de um limite imposto pelo governo, que dita qual o limite máximo de emissões de CO₂ que cada setor industrial pode ter. Esse limite é então dividido em permissões (créditos de carbono, que equivalem a emissão de uma tonelada de carbono) e distribuído, ou vendido, a cada uma das indústrias que são enquadradas nos critérios definidos que caracterizam empreendimentos que necessitam de regulamentação nas suas emissões (The Economist, 2021).

O mercado de carbono funciona de maneira que, se uma companhia não usar todos seus créditos de carbono (pois reduziu a quantidade de GEE emitidos pelo seu processo, por exemplo), ela pode vender as permissões restantes para outras indústrias que não cumpriram o limite estabelecido. Em um cenário que uma empresa ultrapasse o limite permitido de emissões, e não compre uma quantidade suficiente de permissões para cobrir o déficit, ela estará sujeita a cobrança de severas penalidades, por parte do governo.

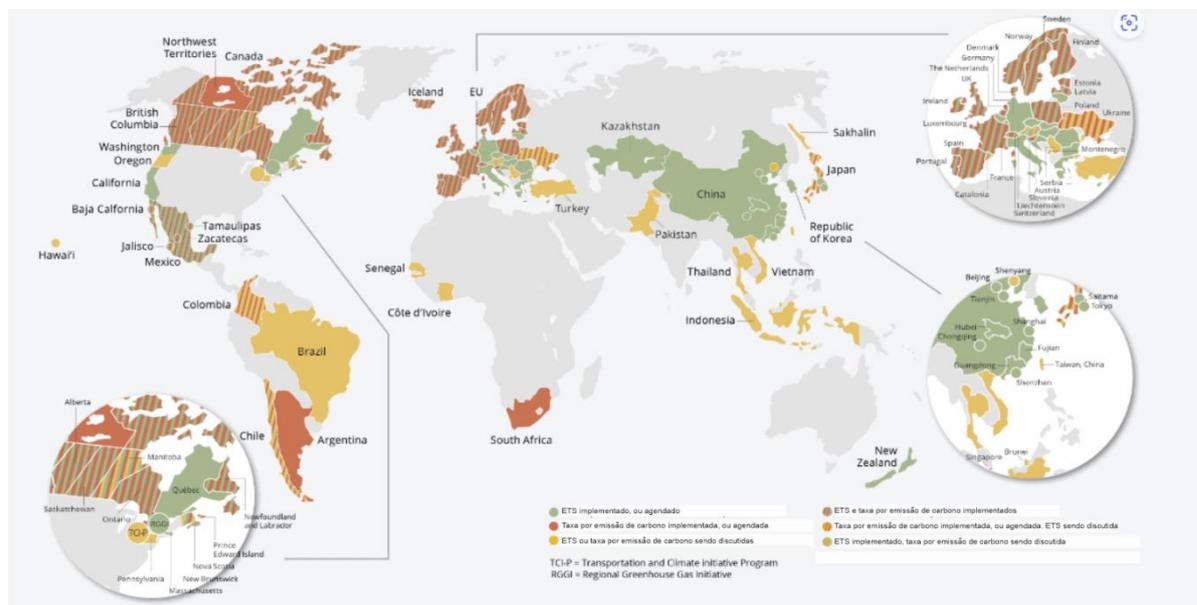
A cada ano, esse limite é reduzido, de maneira que menos permissões são emitidas e, pela lei da oferta e demanda, com menos créditos de carbono disponíveis no mercado (oferta), caso as indústrias continuem a emitir gases poluentes da mesma maneira (aumento na demanda), os preços das permissões tendem a subir, de forma que, em algum momento no futuro, é possível que o custo para obtenção dessas permissões seja tão alto, que é inviável economicamente que aquela indústria não descarbonize seus meios produtivos, ou seja, a companhia terá que adotar medidas que mitiguem radicalmente a quantidade de CO₂ liberada, direta ou indiretamente, para a atmosfera.

Assim, com a adoção do sistema de “*cap-and-trade*”, torna-se essencial considerar a componente referente ao custo gerado devido à emissão, direta ou indireta, de GEE pelo processo produtivo daquela mercadoria.

Este sistema ainda não é completamente estabelecido em todo o mundo (conforme mostrado na Figura 9), de fato, apenas poucos países adotaram este

sistema, ou outro análogo que precifica emissões de CO₂ (Canadá, China, Austrália, Coreia do Sul etc.). Na União Europeia (EU), este procedimento vem sendo aplicado conforme descrito anteriormente (*European Union Emissions Trading System, EU ETS*).

Figura 9 - Países do mundo que adotaram ou planejam adotar sistemas de precificação do carbono (mercado de carbono)



Fonte: retirado de Center for Climate and Energy Solutions, 2021.

A implementação do sistema de “*cap-and-trade*” e do mercado de CO₂, em larga escala, é de fundamental importância para o desenvolvimento do H_{2v} como alternativa economicamente viável, tendo em vista que incentiva o investimento em tecnologias inovadoras e com baixo nível de emissão de carbono. Com sua adoção, os custos referentes as emissões de GEE, são incorporados aos custos de produção das moléculas de H₂ cinza e preto, como resultado, seus custos aumentam e até o ponto de ultrapassarem os do H_{2v}, e dessa forma não são mais economicamente atrativos para as indústrias produtivas.

Apesar desses pontos positivos, o fato do método de “*cap-and-trade*” ainda não ser amplamente adotado em todo mundo, faz com que um fenômeno conhecido como “*carbon leakage*” ocorra. O “*carbon leakage*” é caracterizado pela migração geográfica produtiva de uma empresa de um local com severas leis ambientais, para outro com leis mais brandas (ou seja, com grande disponibilidade de créditos de carbono no

mercado, e, portanto, baratos), ou para regiões que ainda nem tiveram o método implementado. Esse processo ocorre, porque indústrias buscam baratear o custo de produção do seu produto, para em seguida, exportá-lo para o país em que é de interesse que a mercadoria seja comercializada. Mesmo precisando realizar a importação e internação do produto no país de destino, em muitos casos, ele ainda assim acaba mais barato.

Uma maneira de se combater isso é através da integração dos mercados de carbono já existentes, bem como a adoção a este mercado por parte dos países que ainda não o fazem. Como não há perspectivas em curto prazo para que isso ocorra, uma solução que vem sendo proposta pela UE é a da taxaço de mercadorias emissoras (direta ou indiretamente) de CO₂ importadas de fora de seu mercado regulado de carbono. Assim importadores da mercadoria teriam que pagar um preço igual ou superior ao da mercadoria, caso ela fosse produzida dentro do mercado de carbono europeu, o que acaba por desincentivar práticas de “*carbon leakage*”.

Um problema da adoção do sistema de “*cap-and-trade*” é que, com a criação de um custo extra para o carbono, produtos e serviços que emitem esta molécula, seja de forma direta ou indireta, têm seus custos aumentados, assim eles ficam mais caros. O que resulta em maiores gastos financeiros por parte da população. Para contornar este problema, é recomendado que, com a arrecadação advinda da taxaço das emissões de CO₂, o Estado use esta receita para amenizar estes aumentos para a população vulnerável, através da distribuição de auxílios e incentivos a parcela da sociedade mais vulnerável.

4.2 Custos de produção do H₂v

Nos últimos anos, os fatores-chaves para redução no custo de produção do H₂v tiveram uma verdadeira melhora (Hydrogen Council, 2020). O processo de eletrólise, alimentado por fontes de energias renováveis (fotovoltaica e eólica), é o método mais comum para produção do H₂ renovável, e seu custo teve uma queda significativa devido à redução no investimento necessário para obtenção do eletrolisador, juntamente com a diminuição nos preços de energia renováveis (uma queda de 80% no custo de geração de energia limpa através de UFV e parques eólicos, desde 2010 (Hydrogen Council, 2020). Esses fatores positivos tendem a seguir essa trajetória,

projeta-se que com o aumento da fatia que as energias renováveis representam na matriz elétrica mundial, os custos caíam ainda mais. Espera-se ainda, que a capacidade de produção dos eletrolisadores seja 55 vezes maior em 2025 do que quando comparado à 2015 (Hydrogen Council, 2020).

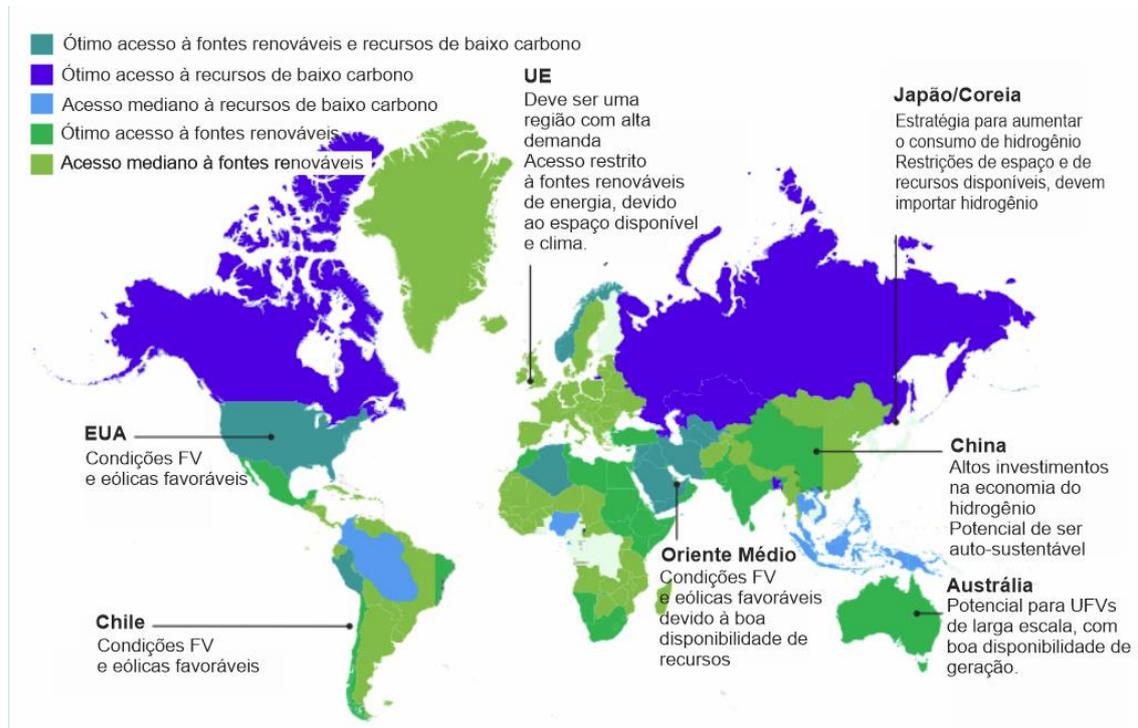
É visto também que Estados ao redor do mundo estão cada vez mais focados em pautas ambientais, impulsionados pelo estreitamento do prazo para o cumprimento das metas estabelecidas no Acordo de Paris, conforme mencionado anteriormente. O mercado de créditos de carbono também tem se desenvolvido em um ritmo constante.

Apesar dos pontos destacados, ainda existe um grande trajeto a ser percorrido de maneira a tornar o H₂v viável em larga escala. Ainda existem diversos gargalos na sua produção, distribuição e armazenagem, diversos investimentos e projetos já foram anunciados por parte do governo ou pelo mercado privado, mas poucos foram implementados. Além disso, a falta de regulamentação e segurança jurídica para empreendimentos nessa área, de maneira que ainda existem diversos desafios a serem vencidos.

Antes de iniciar a análise de custos, é importante destacar que é preciso considerar que os custos variam dependendo da região ou país escolhido para a análise, e são influenciados por diversos fatores. Por exemplo, o fácil acesso a fontes de energia limpa desempenha um papel fundamental na redução do custo de produção do H₂v, pois resulta em despesas reduzidas para sua obtenção. Países que possuem essa vantagem são mais atrativos para o desenvolvimento da tecnologia por apresentar um custo final de H₂v mais barato.

Outros fatores também são relevantes, como o custo para a obtenção de créditos de carbono no país em questão e a disponibilidade de gás natural, já que compete diretamente com o uso do H₂v para fins energéticos. Na Figura 10 é possível observar quais os países que teriam mais vantagens no quesito acesso às fontes de energia renováveis.

Figura 10 – Condições de acesso a fontes de energia renováveis, em diferentes países do mundo (potencial para produção de H_{2v})



Fonte: retirado de Hydrogen Council, 2020

Outro importante ponto de ser abordado, é o conceito de “*levelized cost of electricity*” (LCOE), que representa o custo presente líquido médio da geração de eletricidade para um gerador ao longo de sua vida útil. Ele é calculado por meio da soma de todos os custos descontados ao longo da vida útil de uma usina de geração de eletricidade dividida por uma soma descontada das quantidades reais de energia entregues (CS. Lai, 2017). O LCOE desempenha um papel crucial para a análise da viabilidade de investimentos no setor elétrico, permitindo que os investidores saibam qual a receita média necessária por unidade de eletricidade gerada para recuperar os custos de construção e operação de uma determinada usina de geração.

Em resumo:

$$LCOE = \frac{\text{Soma dos custos ao longo da vida útil}}{\text{Soma da energia elétrica gerada ao longo da vida útil}} \quad (4.1)$$

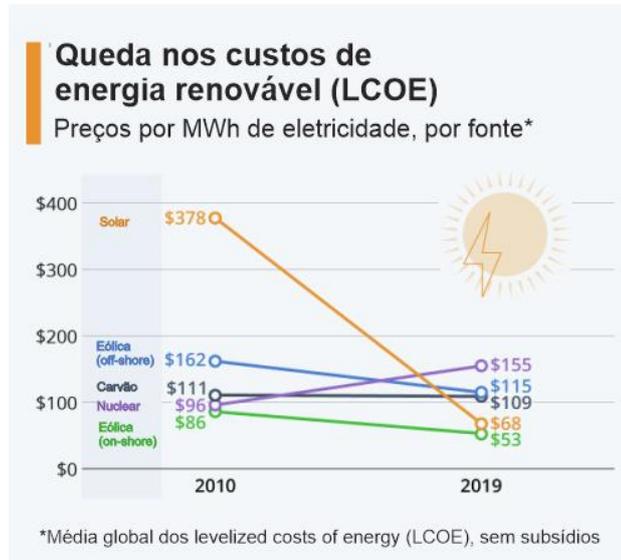
Partindo agora para a análise dos custos de produção do H_{2v}, se torna interessante abordar, inicialmente, o tema dos eletrolisadores. Entre 2014 e 2019, o custo de eletrolisadores alcalinos produzidos na Europa e Estados Unidos caíram 40%, enquanto os produzidos na China chegam a ser até 80% mais baratos do esses

(Hydrogen Council, 2020). Como a tecnologia é essencial para o processo de produção do H₂v, reduções em seu custo tem um impacto positivo significativo na despesa final para produção da molécula. É esperado que, até 2030 o CAPEX (despesa de capital) com um eletrolisador, seja de 60% a 80% menor do que em 2020 (Hydrogen Council, 2020), devido a uma capacidade produtiva de maior escala.

Fatores que devem contribuir para esta drástica redução são a migração de um processo de produção que é atualmente majoritariamente manual, para um que tenha muitas outras etapas automatizadas e que o contínuo progresso tecnológico possibilite um aumento robusto na capacidade produtiva dos eletrolisadores. Atualmente os sistemas implantados têm potência variando entre 1 MW e 2 MW, mas se fosse possível projetar e instalar sistemas com capacidade de 80 MW a 100 MW, haveria um decréscimo relevante com relação aos custos dos eletrolisadores. De fato, estima-se que caso estes avanços sejam alcançados, e haja uma redução significativa no CAPEX necessário para aquisição dos eletrolisadores, o impacto do CAPEX no custo de obtenção do H₂v caia dos atuais USD 2,00/kg de H₂v para em torno de USD 0,50/kg de H₂v em 2030 (Hydrogen Council, 2020) (esse custo se refere à perspectiva mais otimista que se tem quanto ao tema).

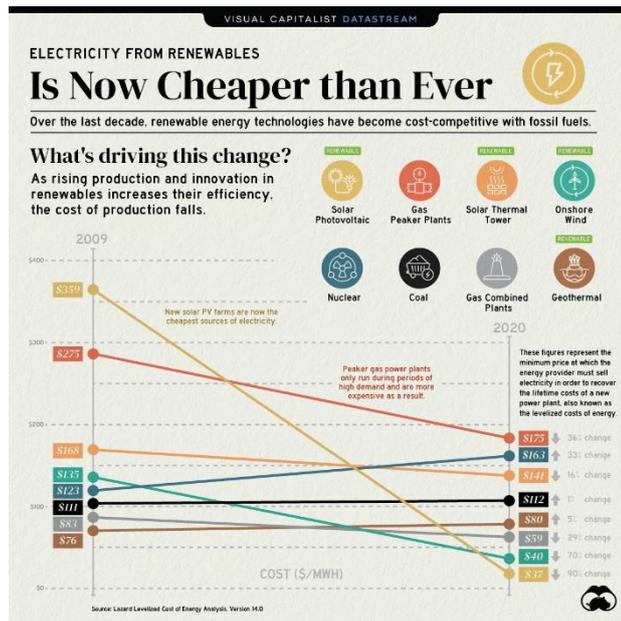
Como já apresentado, outro fator que desempenhará um papel crítico na viabilidade do H₂v é o custo referente a energia advinda de fontes renováveis. Portanto, com a constante queda nos preços da energia decorrente dessas fontes, conforme Figuras 11 e 12, é esperado que o custo de produção do H₂v siga a tendência de queda apresentada nos últimos anos, tornando-se assim, cada vez mais competitiva.

Figura 11 – LCOE de diferentes formas de geração de energia ao redor do mundo



Fonte: retirado de Statista, 2021

Figura 12 - LCOE de diferentes formas de geração de energia ao redor do mundo

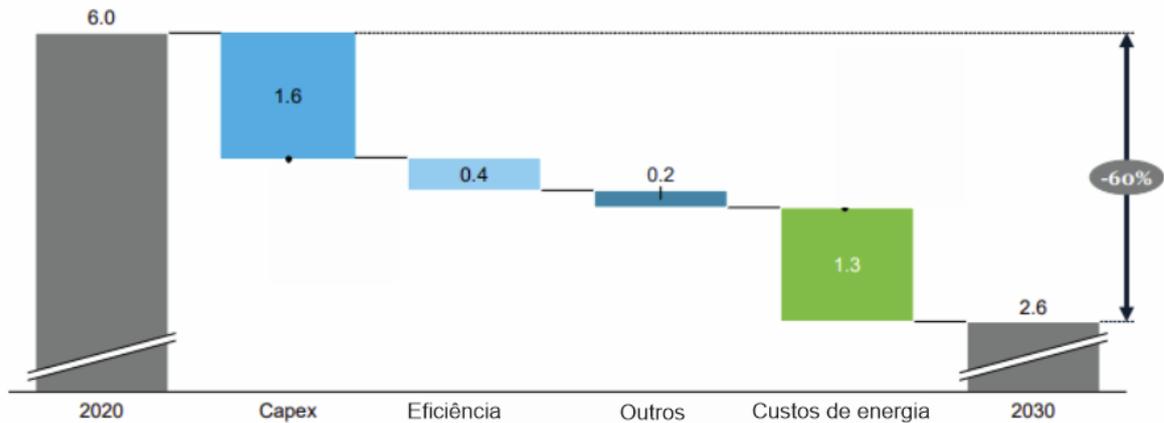


Fonte: retirado de Visual Capitalist, 2021

Estudos tem corroborado com essa tendência nas reduções dos custos de produção do H₂v, apontando para sua maior competitividade no mercado. Um estudo (Hydrogen Council, 2020) aponta para uma diminuição de cerca de 60% nas despesas para produção da molécula, atribuída às reduções nos custos de CAPEX e eletricidade (Figura 13).

Figura 13 – Projeção de custos para produção do H₂v**Redução nos custos do hidrogênio produzido através da eletrólise conectada a uma usina eólica offshore, deidcada exclusivamente ao processo, na Europa (média)**

USD/kg de hidrogênio



Fonte: retirado de Hydrogen Council, 2020

Conforme pode ser notado na Figura 13, USD 2,9 da redução total se deve a diminuições no CAPEX e nos custos da energia, sendo assim, são as componentes em que se deve ter o maior foco. É de fundamental importância considerar a facilidade no acesso a fontes de energia renováveis e aos eletrolisadores ao se decidir quanto ao local para implementação de um sistema para obtenção de H₂v. Um baixo LCOE para energia, assim como uma baixa despesa de capital para compra do eletrolisador, serão fatores determinantes para se chegar a um custo de H₂v/kg competitivo quando comparado a alternativas disponíveis no mercado.

O “*load factor*”, ou fator de carga, apresentado na Figura 14, representa a produção real do eletrolisador ao longo de um ano dividida pela produção máxima teórica ao longo de um ano (caso ele funcionasse ininterruptamente). É, portanto, uma medida de desempenho, quanto mais próximo de 100%, mais confiável é o gerador em análise. Idealmente, qualquer empreendedor gostaria que sua usina ou planta, funcionasse de forma ininterrupta ao longo do ano. Isso porque no caso de interrupções na geração, há a incidência de custos fixos (funcionários, manutenção etc.) sem a produção de energia, que é o que remunera o empreendimento.

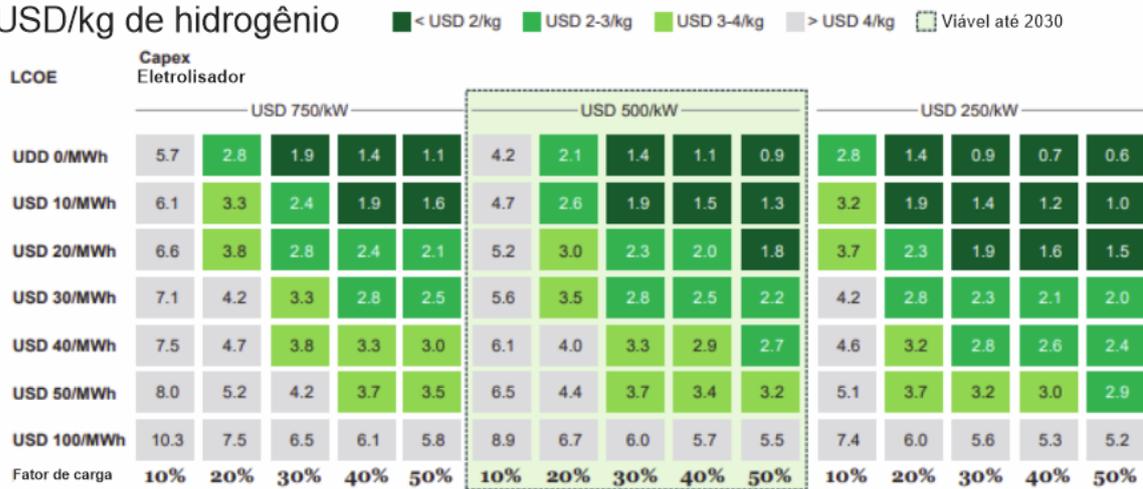
Apesar disso, quando se trata de fontes de energia limpa, é impossível atingir um fator de carga de 100%, pois fontes como a eólica e solar são intermitentes. No caso de uma UFV, por exemplo, seria necessário que o Sol incidisse de forma

ininterrupta, durante todas as horas do ano, e na posição ideal para que o conjunto de módulos fotovoltaicos gerassem sua potência máxima. Portanto, mesmo que um empreendimento opere com um fator de carga de 100%, o seu lucro operacional nunca é maximizado de fato devido à natureza intermitente das fontes de energia.

Figura 14 - Projeção de custos para produção do H₂v para diferentes CAPEX, fatores de carga e LCOE

Custos de produção final do hidrogênio verde com variação nos parâmetros de LCOE e fator carga

USD/kg de hidrogênio



Fonte: retirado de Hydrogen Council, 2020

A partir da Figura 14, é possível perceber que são analisados fatores como o LCOE, variando de USD 0/MWh até USD 100/MWh, e investimentos em CAPEX para aquisição dos eletrolisadores para valores de USD 250/kW, USD 500/kW e USD 750/kW. Quanto aos fatores de carga a variação se dá na faixa de 10% até 50%. Considerando os dados disponíveis atualmente, como já abordados anteriormente neste trabalho, parece razoável estimar um custo, em 2030, de cerca de USD 500/kW de CAPEX necessário para obtenção de um eletrolisador (região destacada em verde-claro na Figura 14).

Com relação ao *load factor*, um artigo publicado em 2020, que estudou o fator de carga médio para mais de 30 UFV localizadas na Califórnia, Estados Unidos, apontou para um fator de carga médio anual entre 26-27% (A. Boretti, 2020). Os dados considerados são de 2018, no mesmo artigo, foi apontado que as UFV mais eficientes, tinham um *load factor* na faixa de 32-33%; considerando que entre 2018 e 2030 há uma

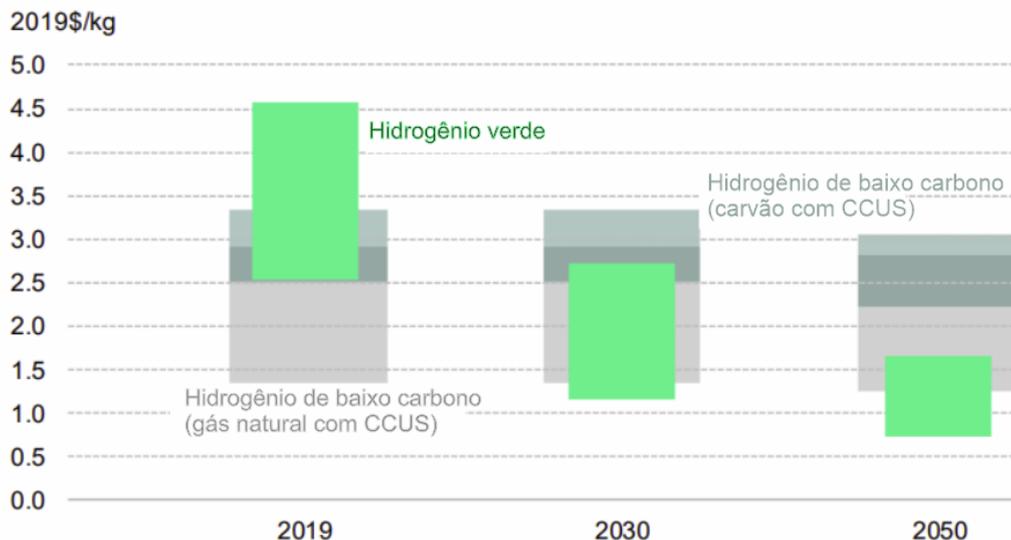
diferença de 12 anos, é de se esperar que a média seja superior à apresentada no estudo. Portanto, estimar que em 2030 o fator de carga médio das UFV vai ser em torno de 30% é algo factível.

Abordando sobre o LCOE, é difícil estimar seu custo, uma vez que é fortemente determinado pela região considerada, como um exemplo, será considerado o LCOE de uma usina eólica *offshore* alemã, onde é esperado que ele varie de um valor de USD 70/MWh para USD 40/MWh até 2030 (Hydrogen Council, 2020).

Considerando esse cenário (CAPEX, fator de carga e LCOE), e consultando a Figura 14, é visto que é apontado um valor de USD 3,3/kg de H₂v. Este valor é maior do que a maioria dos estudos apontam (checar Figura 15 e Figura 16), devido às premissas consideradas para o investimento em CAPEX, *load factor* e LCOE terem sido conservadoras.

Uma publicação (BNEF, 2020) estima que, para custos do gás natural variando entre USD 1,1-10,3/MMBtu e do carvão mineral na faixa de USD 30-116/t, com expectativas otimistas quanto a despesa de capital para a aquisição de eletrolisadores, o H₂v poderia se tornar competitivo quando comparado a hidrogênios obtidos a partir de combustíveis fósseis. No estudo da *Bloomberg* é comparado o custo do H₂v e do H₂a (onde há uso de CCUS). Na Figura 15 é possível checar o comparativo.

Figura 15 – Estimativa do custo para a produção de H₂v comparado a alternativas fósseis com CCUS



Fonte: retirado de BNEF, 2020

O estudo aponta para uma faixa de preços variando, aproximadamente, entre USD 1,30/kg de H_{2v} à USD 2,80/kg de H_{2v}. O limite superior da faixa é bastante similar com aquele apontado na Figura 14.

Outro estudo relevante é o da IRENA, 2019, que aponta para uma redução no CAPEX para aquisição dos eletrolisadores de USD 840/kW para USD 375/kW. Essa redução de quase 55% nos custos é justificada pelo avanço tecnológico decorrente do aumento da demanda por eletrolisadores.

Além disso, o estudo afirma que os custos futuros (em 2050) do H_{2v}, serão menores do que aquele do H_{2a}. Isso se deve, além da redução nas despesas produtivas do H_{2v} (reduções no LCOE e CAPEX, e aumento do fator de carga), ao aumento dos custos de emissão de gases GEE ao longo dos anos, ocasionado pelo sistema de “*cap-and-trade*”, já discutido neste trabalho. Afirma-se também que por volta de 2025, o H_{2v}, considerando seu melhor cenário, já deve ser competitivo quando comparado as alternativas fósseis.

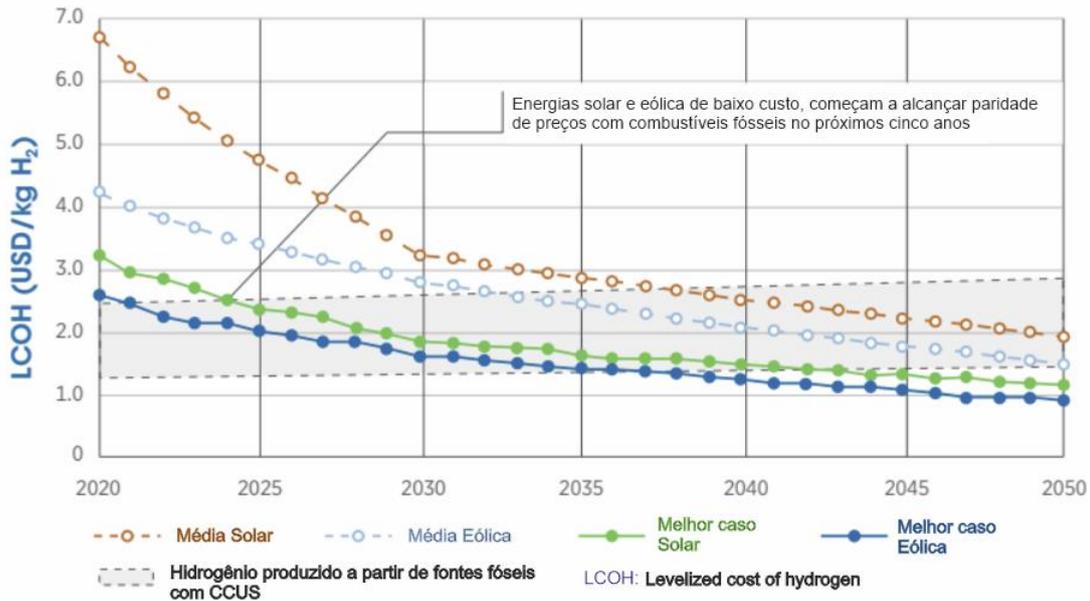
Para construção do gráfico apresentado na Figura 16, foram consideradas as premissas apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Estimativa para evolução nos custos de CAPEX e tonelada de CO₂ emitida com o passar dos anos

	Ano			
	2020	2030	2040	2050
CAPEX ELETROLISADOR (USD/kW)	R\$ 770,00	R\$ 540,00	R\$ 435,00	R\$ 370,00
Custo de tonelada de CO2 emitida (USD/t)	-	R\$ 50,00	R\$ 100,00	R\$ 200,00

Fonte: adaptado de International Renewable Energy Agency, 2019 (IRENA, 2019).

É visto na Figura 16 que o valor apresentado para o ano de 2030 varia em uma faixa parecida as destacadas pelos estudos da Bloomberg e do Hydrogen Council, tendo valores entre USD 2,50/kg de H_{2v} e USD 2,90/kg de H_{2v}.

Figura 16 – Estimativa do custo para a produção de H_{2v}

Fonte: adaptado de IRENA, 2019.

Portanto, é possível perceber que a redução dos custos para aquisição de eletrolisadores (CAPEX), somada a continuação da já existente tendência na queda dos preços de energia gerada UFV e parques eólicos, são pontos chave para que o H_{2v} se torne competitivo frente a outras alternativas de produção de H₂ e consiga ganhar escalabilidade.

4.3 Custos para armazenamento do H₂

A análise dos custos para a armazenagem (estocagem) do H₂ possui alta complexidade e tem a maioria de suas conclusões baseadas em previsões, isso porque hoje a maior parte do H₂ que é produzido mundialmente não é transportado por nenhuma distância considerável (Spitifire Research Inc., 2023). Como o H_{2v} é uma alternativa energética nova, ainda há pouca demanda e a maioria das aplicações ou processos que se utilizam desta molécula, seja de forma direta ou indireta, estão localizados próximos aos pontos de produção da molécula (Spitifire Research Inc., 2023).

Além disso, devido a esse perfil, assim como o fato de o H_{2v} não ser adotado em larga escala atualmente, ainda se debate sobre como armazená-lo de forma

economicamente eficiente e competitiva. De fato, ainda se soma a isso uma questão já abordada neste trabalho, o fato de o H₂v possuir baixa relação de energia por volume (possui baixa densidade energética por unidade de volume), de maneira que é necessário comprimi-lo, aumentando sua densidade energética, caso isso não seja feito, é preciso que haja um espaço bastante amplo para seu armazenamento. Além disso, a molécula de H₂ é extremamente inflamável, de maneira que potenciais fugas desse gás apresentam risco de explosões e incêndios. Em resumo, o H₂ é consideravelmente mais difícil de ser estocado do que combustíveis fósseis.

Todas essas dificuldades resultam em um alto valor para o armazenamento de H₂ a depender da alternativa adotada, o custo para sua estocagem pode até superar o custo de sua produção (BNEF, 2020). A Tabela 5 apresenta diferentes custos de armazenagem para alternativas de armazenamento de H₂, onde LCOS representa o “*levelized cost of storage*”, ou, custo médio de armazenamento. Em seguida, será mais bem destrinchado o funcionamento de algumas destas formas de estocagem.

Tabela 4 – Diferentes formas para armazenamento do H₂ para sua forma gasosa

Estado físico	Gasoso		
Forma de armazenamento	Carvenas de sal	Cavernas de pedra	Tanques pressurizados
Uso primário (volume e estocagem)	Grandes volumes - Meses/semanas	Médios volumes - Meses/semanas	Pequenos volumes - Dias
LCOS (USD/kg)	0,23	0,71	0,19
LCOS estimado futuro (USD/kg)	0,11	0,23	0,17
Limitado geograficamente?	Limitado	Limitado	Não Limitado

Fonte: adaptado de BNEF, 2020.

Tabela 5 – Diferentes formas para armazenamento do H₂ para sua forma líquida

Estado físico	Líquido		
Forma de armazenamento	Hidrogênio Líquido	Amônia	LOHC (<i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i>)
Uso primário (volume e estocagem)	Médios/pequenos volumes - Semanas/dias	Grandes volumes - Meses/semanas	Grandes volumes - Meses/semanas
LCOS (USD/kg)	4,57	2,83	4,50
LCOS estimado futuro (USD/kg)	0,95	0,87	1,86
Limitado geograficamente?	Não Limitado	Não Limitado	Não Limitado

Fonte: adaptado de BNEF, 2020.

De maneira análoga ao gás natural, o H₂ pode ser armazenado de baixo do solo (*Underground Hydrogen Storage – UHS*) (Figura 17) (TNO Report, 2020) em sua forma gasosa. Os critérios e especificações para a escolha de um depósito adequado para o armazenamento subterrâneo de H₂ depende da análise uma série de variáveis geológicas, como a integridade física, profundidade, espessura, pressão e estanqueidade do reservatório. Essas características derivam da necessidade de definir um local que ofereça boas condições de segurança, assim como vantagens técnicas para o armazenamento da molécula.

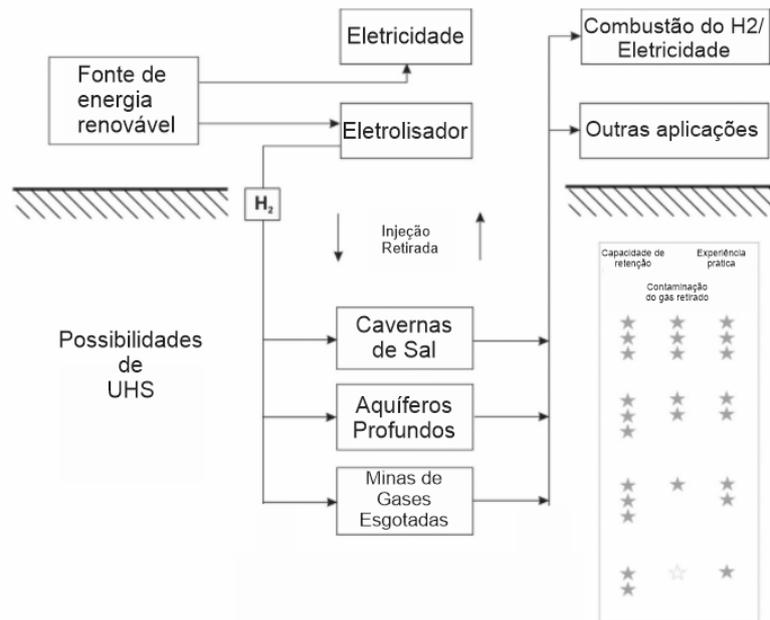
Sistemas baseados no armazenamento de H₂ tem duas partes principais, a câmara para confinamento do gás e o compressor, que são necessários para aumentar a densidade energética do H₂ por unidade de volume. Como resultado, devido aos custos iniciais e de operação, assim como aos materiais especiais que são necessários para a construção de um recipiente adequado, o H₂ é normalmente armazenado a pressões menores do que 100 bar em reservatórios acima do solo. Já para sistemas no subsolo, como cavernas de ocorrência natural, são adequadas para suportar uma pressão maior, na ordem de 200 bar (A.G Olabi, 2021).

Assim, sistemas de armazenamento do H₂ no subsolo, tendem a oferecer como resultado uma maior densidade energética por unidade de volume retirada do reservatório. Como esses reservatórios abaixo do solo têm ocorrência natural, ou seja, são localidades que existem no subsolo terrestre, os custos de investimento são, geralmente, significativamente menores do que quando comparados aos gastos de

reservatórios acima do solo. Portanto, este método de armazenamento tende a ser o escolhido para a estocagem de grandes volumes de H₂.

Outro ponto importante de ser considerado é a taxa de retirada e de injeção possível para um dado sistema subterrâneo, onde, quanto maior a taxa, melhor é um determinado sistema.

Figura 17 – Exemplos de UHS e formas de uso do H₂



Fonte: adaptado de A.G Olabi, 2021.

Apesar disso, no mundo, ainda não existem nenhum *site* que armazene H₂ puro (TNO Report, 2020), de maneira que existem uma série de questões e desafios a serem testados e superados. Particularmente com relação à reatividade do H₂ com os elementos geológicos, biológicos e químicos presentes neste tipo de ambiente, ainda não se sabe se existem potenciais riscos técnicos, econômicos e ambientais, especialmente quando considerado o armazenamento a longo prazo.

Ainda sobre essa questão, resultados de um estudo (TNO Report, 2020), apresenta potenciais processos que podem ser motivo de preocupação para o armazenamento do H₂ na Holanda, são eles:

- Redução de minerais de ferro, formando H₂S (sulfeto de hidrogênio);

- Reações químicas que levam ao sequestro de H_2 e produção de H_2O , ou seja, perda de H_2 ;
- Reações que poderiam vir a afetar a performance, segurança, materiais e *design* do local de estocagem.

O H_2S é um composto incolor na sua forma gasosa, de cheiro desagradável característico, extremamente tóxico e é também bastante inflamável (F. Mainier, 2005), por isso levanta preocupação quando se trata do armazenamento do H_2 . Para avaliar com maior precisão o risco de formação deste composto nos reservatórios de H_2 , é necessário melhorar a capacidade de precisão dos modelos geoquímicos.

A HyFrance3, que é um projeto focado em analisar a competitividade econômica das diferentes etapas da cadeia do H_2 , desde a produção até à utilização final; analisou os custos relativos ao armazenamento de H_2 em larga escala para várias regiões da França, e encontrou diversos locais em potencial para serem utilizados com esse intuito, como campos de gás (gás natural, por exemplo) esgotados, aquíferos, minas de rocha escavada e cavernas de sal. Outras fontes apontam para a possibilidade de armazenamento em larga escala para diversas localidades ao redor do mundo, como Inglaterra, Estados Unidos, Alemanha, Escócia, Romênia e Polônia (A.G Olabi, 2021).

A estocagem de H_2 em cavernas de sal parece ser a melhor alternativa para armazenamento, isso se deve principalmente à motivos como a menor necessidade da realização de obras estruturais/construtivas, altas taxas de injeção e retirada do produto, taxas mínimas de vazamento (*leakage*) de H_2 , e pouco risco de contaminação do H_2 estocado (A.G Olabi, 2021).

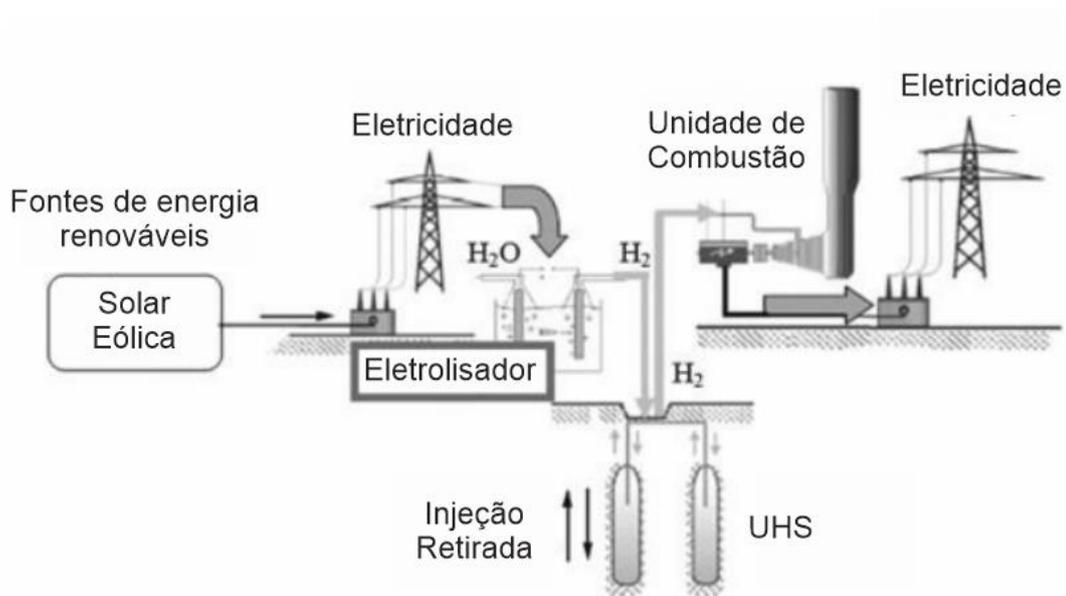
Outra alternativa proeminente é o armazenamento de H_2 em campos de gases esgotados. Demonstrações recentes na Argentina (TNO Report, 2020), apontam que o H_2 pode ser armazenado nesses campos sem efeitos negativos para as instalações/estrutura e o meio-ambiente. Nesse caso específico, foi injetado uma mistura de gás natural com H_2 (até uma concentração máxima de 10%).

Ainda sobre esse tema, uma análise realizada considerando a conversão hipotética de um já existente local de armazenamento subterrâneo de gás natural, em um composto exclusivamente de H_2 (UHS), apresentou que, devido ao fato de o H_2 ter uma densidade baixa e uma boa viscosidade, as taxas de retirada são de 2.4 à 2.7 vezes maiores do que a previamente presente. Esse indicador mais elevado, acaba

por compensar parcialmente a baixa densidade energética por unidade de volume que o H_2 possui (TNO Report, 2020). Um ponto negativo para o UHS, é que ele depende de condições geológicas e naturais favoráveis, portanto, ele é um sistema que possui restrições geográficas, além disso, esse local não pode ser tão distante dos pontos em que pretende se utilizar a molécula de H_2 , caso seja, os custos de transporte/distribuição impactarão negativamente no custo da molécula.

A Figura 18, demonstra um exemplo do uso do armazenamento do H_2 em cavernas de sal, e potencialidades do uso da molécula.

Figura 18 – Exemplo da estocagem de H_2 em cavernas de sal



Fonte: retirado de (A.G Olabi, 2021).

Analisando outra forma para o armazenamento do H_2 , pode-se destacar o uso de recipientes metálicos pressurizados para este fim. Para este tipo de sistema, o H_2 é comprimido, de maneira a aumentar sua densidade energética por unidade de volume, e armazenado em tanques ou cilindros em sua forma gasosa.

Como já dito, essa alternativa apresenta um custo maior do que aquelas de armazenamento subterrâneo em cavernas ou campos de gases esgotados, isso porque é necessário investir recursos nos materiais e na construção do tanque propriamente dito. Apesar disso, essa forma de estocagem apresenta vantagens

como maior estabilidade de armazenamento, um maior controle na pureza do H₂ armazenado e não há restrições geográficas para a sua adoção (A.G Olabi, 2021).

Adicionalmente, é possível liquefazer o H₂ gasoso com a intenção de aumentar sua densidade energética. Apesar de o processo de tornar o H₂ gasoso em líquido resolver alguns dos problemas enfrentados no armazenamento da molécula, ele faz com que surja outro: esse processo de mudança de estado físico do H₂ demanda uma alta quantidade de energia para que isso ocorra, afinal, à pressão atmosférica (aproximadamente 1 bar), o H₂ é liquefeito a uma temperatura em torno de 24 K (-249 °C) (Spitifire Research Inc., 2023).

Um importante conceito de ser destacado é o do poder calorífico inferior (PCI), que é quantidade de calor libertado quando um material entra em combustão e os gases de descarga são resfriados até ao ponto de ebulição da água. Quanto maior o PCI de um combustível, maior será a sua energia contida e, conseqüentemente, maior o seu rendimento (Goldenergy, 2023).

No caso em questão, que é da liquefação do H₂, o gasto de energia é na ordem de 25% a 35% de todo o PCI que seria gerado pela queima do combustível. Seguindo o raciocínio, considerando que no destino, o H₂ que fosse convertido novamente em energia elétrica para uso, tivesse uma eficiência de 50% (perdas de conversão), as perdas energéticas estariam na ordem de 50% a 60% da energia total usada para gerar a molécula (Spitifire Research Inc., 2023), o que naturalmente, faz com que esse processo se torne pouco atrativo.

O H₂ em sua forma líquida é normalmente armazenado em tanques com parede dupla e com uma espécie de vácuo entre a parede externa e interna, de maneira a dificultar a troca de calor (por convecção, condução e radiação) entre o meio interno e externo (A.G Olabi, 2021).

O H₂ líquido se encontra armazenado entre as paredes internas do tanque, o líquido, porém, tende a vaporizar com o passar do tempo (na ordem de 0,1% a 0,2% por dia, nos casos de um ótimo isolamento térmico) (A.G Olabi, 2021). Isso se deve ao fato do vácuo entre as paredes não serem perfeitos, o ambiente interior do recipiente naturalmente vai se tornando mais quente com o passar do tempo, com isso, o H₂ líquido vai se tornando gasoso aos poucos, de maneira que a pressão interna do tanque vai aumentando. Se sua pressão interna aumentar muito, para uma superior para a qual o tanque foi projetado, ele pode vir a colapsar (pressão interna

muito maior que a externa). Devido a esse fato, tanques que armazenam líquidos a temperaturas criogênicas, normalmente são dotados de válvulas para alívio de pressão.

Portanto, devido às dificuldades existentes para o transporte do H₂ líquido, e ao fato dos tanques possuírem uma capacidade de transporte de volumes de H₂ limitada (pequenos e médios volumes), buscaram-se alternativas de maneiras mais eficientes de realizar o armazenamento do H₂ e em seguida, o seu transporte. Uma das soluções propostas é a de transformar o H₂ em um composto dotado de propriedades mais vantajosas para seu transporte, atualmente, as principais formas que despontam como potencialmente as mais vantajosas são a amônia (NH₃) e LOHCs (*liquid organic hydrogen carriers*).

Usar a amônia como substância para armazenar o H₂ tem a vantagem de já se utilizar de uma infraestrutura de distribuição já bem estabelecida mundialmente (Hydrogen Council, 2020). Outro ponto favorável é que o NH₃ é composto por nitrogênio (cerca de 78% da composição do ar atmosférico), e H₂. O processo para formação do NH₃ é amplamente difundido em larga escala (síntese de Haber-Bosch), portanto, a produção da amônia é bastante eficiente nos dias de hoje, em termos de energia gasta.

Apesar desses pontos positivos, existem alguns outros negativos, e que até o momento apontam na direção de essa não ser uma alternativa economicamente viável. Ao chegar no destino, o NH₃ precisa ser reconvertido em N₂ e H₂, que é um processo ainda pouco estudado e que demanda energia. Tendo em vista que a amônia estava sendo exportada justamente porque o local de destino estava demandando energia elétrica e o H₂ seria usado para este fim, não faz muito sentido ter um gasto energético para se obter moléculas de H₂, para depois transformar sua energia química em elétrica, e ter como resultado menos energia disponível para uso do que aquela gasta inicialmente.

Além disso, como já dito neste trabalho, o H₂ é obtido através da sua separação de outras substâncias, pois, por ser altamente reativo, não é encontrado em sua forma elementar na Terra, assim sendo, não perdendo de vista as pautas ambientais existentes, o H₂ usado para a produção precisaria ser verde ou azul.

Os LOHCs são compostos químicos orgânicos e que contém o H₂ em sua composição, como o metilciclohexano. Suas vantagens e desvantagens como forma

de armazenamento do H₂ são bastante similares as do NH₃, isso porque, a estocagem seria beneficiada por se beneficiar da estrutura de transporte marítimo existente, mas enfrentaria o mesmo problema no local de destino, o composto precisaria ser quebrado (com gasto energético) em H₂ novamente, justamente no local onde energia está em falta.

LOHCs ainda tem um agravante negativo, que é o fato de que quando o metilciclohexano é desidrogenado, o composto que resta é o tolueno que não pode simplesmente ser descartado como o N₂ da amônia. O tolueno precisa ser levado de volta ao ponto de partida do trajeto para ser hidrogenado novamente e continuar agindo como vetor de transporte do H₂. O tolueno corresponde por cerca de 94% da massa total do composto do metilciclohexano, de maneira que os custos para o transportar na ida e na volta, são significativos e parecem inviabilizar essa alternativa como um todo.

Assim, é visto que para uma análise de custos mais contundente, ainda é necessário que essas formas de armazenamento sejam bastante estudadas. A tabela 6 apresenta um comparativo entre algumas formas de armazenamento do H₂, sendo elas na sua forma líquida (puro), no NH₃ e em LOHCs.

Tabela 6 – Desafios e características de algumas das diferentes formas de armazenamento de H₂

Características	Líquido	Tolueno	Amônia
Desafios	Requer temperatura muito baixa (cerca de -250 °C)	Requer fonte de calor em alta temperatura para desidrogenação (superior a 300 °C)	Menor reatividade em comparação com hidrocarbonetos
	Alta demanda de energia para resfriamento/liquefação	A energia necessária para desidrogenação é cerca de 30% do H ₂ total estocado pelo tolueno	Requer tratamento devido à toxicidade e odor forte
	Demanda redução de custos para resfriamento/liquefação	A infraestrutura de manuseio/transporte tende a ser desafiadora	Tratamento e gerenciamento por engenheiros certificados
	Liquefação atualmente consome cerca de 45% da energia trazida pelo H ₂	Menor reatividade em comparação com hidrocarbonetos	Consome entrada de energia muito alta em caso de desidrogenação (cerca de 13% da energia do H ₂) e purificação
	Difícil para armazenamento de longo prazo		
	Requer controle de evaporação		
	Risco de vazamento		
Vantagens	Alta pureza	Pode ser armazenado em estado líquido sem resfriamento (perda mínima durante o transporte)	Possível para uso direto
	Não requer desidrogenação e purificação	Infraestrutura de armazenamento existente	Potencialmente o portador de energia mais barato
		Regulamentações existentes	Infraestrutura e regulamentação existentes para NH ₃
		Sem perda	
Estágio de desenvolvimento	Pequena escala: estágio de aplicação	Estágio de demonstração	Em parte, entrou no estágio de demonstração
	Grande escala: desenvolvimento de infraestrutura está em andamento		
Desenvolvimento/ações necessárias	Regulamentação para sistema de carregamento/descarregamento de transporte	Catalisadores para hidrogenação e desidrogenação	Alta eficiência energética na síntese
	Desenvolvimento em motores de H ₂	Desidrogenação energeticamente eficiente	Célula de combustível com NH ₃ direto
	Melhoria da eficiência energética na liquefação		

Fonte: adaptado de IRENA, 2019.

4.4 Custos logísticos do H₂

A minimização dos custos logísticos para o transporte do H₂ é essencial para que seu uso seja adotado em larga escala. Isso porque, em uma economia descarbonizada, vários processos serão extremamente dependentes do H₂, portanto, é necessário que estes custos sejam suficientemente baixos de maneira a possibilitar que locais que estejam distantes dos pontos em que o H₂ é produzido, tenham acesso à molécula em um preço competitivo quando comparado as alternativas que liberam GEE. Em resumo, busca-se levar o H₂ do ponto A ao ponto B da forma mais econômica possível.

Existem três formas de transportar o H₂ produzido do ponto em que ele é produzido até o de consumo, são elas via: gasoduto, caminhão ou navio. Onde o que determinará a forma de transporte são dois fatores principais, a distância entre o ponto de carregamento e de entrega e o volume a ser entregue. Naturalmente, aplicações que requerem uma menor quantidade de volume de H₂ e não tenham distâncias intercontinentais entre o ponto produtivo e de consumo, tendem a ser atendidas por caminhões, para distâncias intercontinentais e volumes maiores, o transporte é feito via navios, o uso de gasodutos permite atender a todas as distâncias (desde o ambiente local até intercontinental) e permite que haja grande flexibilidade no volume fornecido.

A escolha por qual método de transporte usar depende de alguns fatores, o que torna difícil generalizar, mas é possível estabelecer algumas regras gerais a partir do entendimento dos motivos que levaram a serem estudadas as diferentes formas de estocagem e de transporte de H₂. É importante entender que, quanto menos comprimido o H₂ estiver, menos energia é entregue por unidade de volume. A partir do momento que ele é comprimido, sua densidade energética aumenta, ou seja, de maneira geral, o H₂ em seu estado líquido possui uma densidade energética maior do que no estado gasoso. Sendo assim, para volumes maiores e distâncias grandes, se busca liquefazer o H₂, de maneira a tornar a logística econômica.

A fim de exemplificar os custos de transporte, consideremos um navio movido por um motor a diesel (vale ressaltar que em um futuro em que o H₂ seja adotado em larga escala, dificilmente navios seriam movidos a combustíveis fósseis) e que irá transportar H₂ para um porto em outro continente. Esse veículo tem o seu custo fixo

baseado em sua eficiência (km/l) e pelo preço do combustível, apesar desses dois parâmetros variarem ao longo do tempo, de maneira geral, eles seguem uma média.

A grandeza de interesse é a relação entre o custo fixo e a quantidade de H₂ entregue no porto, e como tornar essa razão a menor possível. Afinal, como o próprio nome já diz, os custos de transporte são fixos. Dito isso, é possível armazenar mais H₂ no tanque presente no navio, ou diminuir suas perdas ao longo de trajeto, de maneira a aumentar o volume de H₂ entregue no destino, diminuindo assim o impacto das despesas fixas no custo total do H₂ entregue.

O consumidor, ao adquirir um bem qualquer, está sempre arcando indiretamente com todos os custos incorridos até o momento de sua aquisição. Para o caso do H₂ não é diferente, são incorporados os custos de produção, armazenagem e transporte. Se é possível minimizar cada uma dessas despesas, no final, o preço a ser pago será menor, e o H₂ ganha atratividade frente a alternativas.

Assim, liquefazer o H₂ é algo economicamente viável para distâncias grandes, da mesma forma que é proveitoso fazer uso dos LOHCs ou NH₃ para trajetos maiores. Como as distâncias são muito grandes (acima dos 2.000 km), os custos fixos são altos, de maneira que é interessante seja transportado o maior volume de H₂ possível, diminuindo ao máximo a relação anteriormente citada.

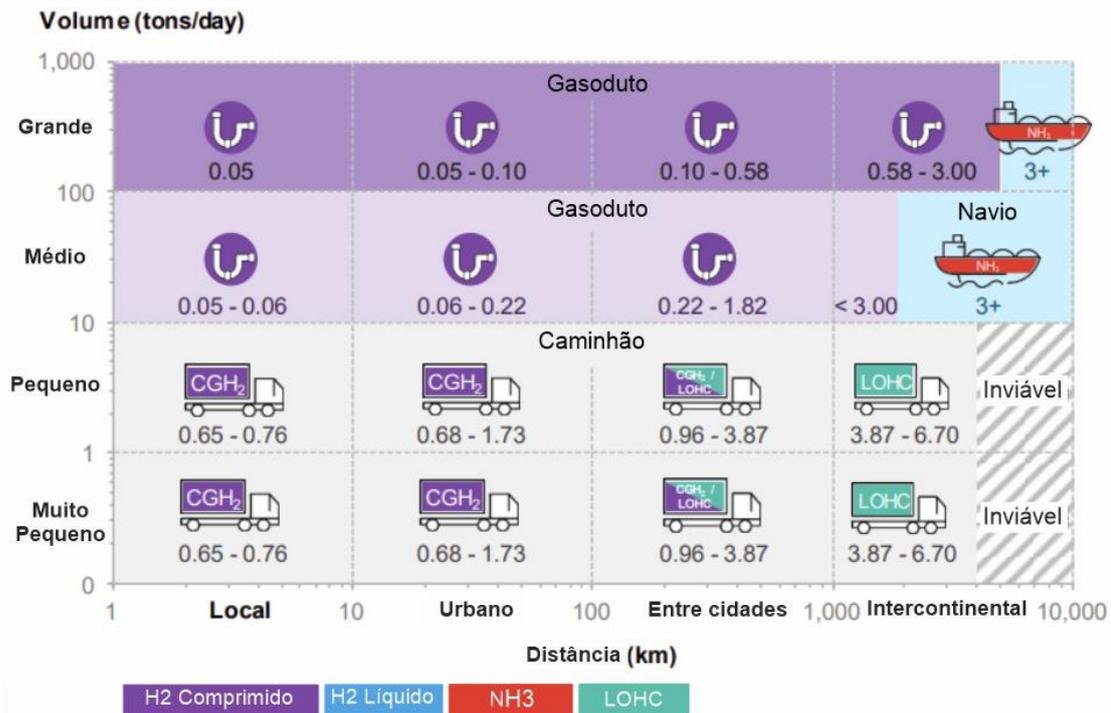
É possível notar esse padrão de liquefazer gases, e transportá-los dessa forma, em muitas companhias que atuam nesse ramo. Linde, Messer, Air Liquide, para nomear algumas, transportam os gases produzidos (N₂, O₂, argônio etc.) em sua forma líquida nos caminhões, de maneira possibilitar a entrega de maiores volumes aos seus clientes.

No caso do transporte do H₂, para percursos mais curtos, é suficiente apenas comprimir o H₂ em sua forma gasosa, não sendo necessário liquefazê-lo, pelo fato de as despesas fixas serem menores e haver um gasto energético entre 20% e 40% para fazê-lo (IRENA, 2019), o que não é economicamente eficiente.

Uma alternativa que desponta, dada sua flexibilidade, é o transporte de H₂ através gasodutos, onde podem ser utilizados os de gás natural, já existentes e amplamente espalhados ao redor do globo terrestre (é necessário fazer um *retrofit*), ou podem ser construídos novos gasodutos.

A figura 19 apresenta de forma resumida, os custos estimados em USD/kg de H₂, baseados nas distâncias percorridas, meio utilizado e volume entregue, para o transporte de H₂ em 2019.

Figura 19– Custos em USD/kg de H₂ baseados nas distâncias percorridas, meio utilizado e volume entregue



Fonte: adaptado de BNEF, 2020.

Analisando primeiro a distribuição local do H₂, ou seja, para distâncias menores, o custo de transporte do H₂ é significativo, e pode chegar a representar cerca de 50% do seu custo total (Hydrogen Council, 2020), dito isso, o custo tende a diminuir à medida que o uso do H₂ é adotado por diferentes setores econômicos e sua escala aumenta.

Para a distribuição local algumas possibilidades existem, são elas: o transporte do H₂ via gasodutos, ou via caminhões, transportando H₂ no estado gasoso ou líquido. Qual forma será a escolhida depende do perfil de demanda do consumidor assim como a distância para o centro produtivo da molécula.

Inicialmente tratando do transporte via caminhões, de maneira geral, para distâncias menores do que 300 km faz-se uso de transporte com o H₂ comprimido,

para distâncias maiores do que essa, a escolha é pelo transporte do H₂ em sua forma líquida (Hydrogen Council, 2020).

Isso ocorre porque, para distâncias menores os custos fixos são menores, de maneira que a despesa não precisa ser diluída por um grande volume de H₂. Na forma líquida, é possível transportar uma maior quantidade de H₂ do que em sua forma gasosa comprimida, portanto, para consumidores distantes dos centros produtivos, faz-se necessário liquefazer o H₂ de modo a diluir os custos fixos por um maior volume da molécula.

Além disso, para consumidores distantes, é necessário que as entregas sejam feitas de maneira a garantir a confiabilidade no uso do H₂ por parte do consumidor final. Afinal, como esses locais estão afastados dos centros produtivos e de outros consumidores, não é tão simples de realizar uma entrega do H₂ por não existirem muitos caminhões que usam aquela rota de distribuição, ou seja, normalmente é entregue uma quantidade maior de H₂ do que o que é normalmente entregue a clientes próximos dos centros produtivos, com perfil similar de consumo, pois é preciso que este consumidor tenha um lastro em seu armazenamento. Caso contrário, seria possível que este consumidor ficasse sem H₂ para consumo (*run-out*), dado a dificuldade de fazer com que caminhões se desviassem de sua rota de rotina, para o atendimento deste consumidor afastado. Por isso consumidores com esse perfil e atendidos via caminhão, são abastecidos por H₂ em sua forma líquida (maior volume e melhor relação custo fixo contra volume entregue).

Para o caso da entrega de H₂ através de gasodutos, a situação é diferente. Hoje, muito se debate se seria possível utilizar os mesmos gasodutos utilizados para a distribuição de gás natural, para o transporte de H₂. A conclusão para esse questionamento, é que estes gasodutos podem sim ser usados, porém, é necessário realizar adaptações em sua tubulação, e compressores para que isso ocorra, o que pode ser viável, ou não, economicamente falando. Portanto, teria que ser analisado caso-a-caso (Spitifire Research Inc., 2023).

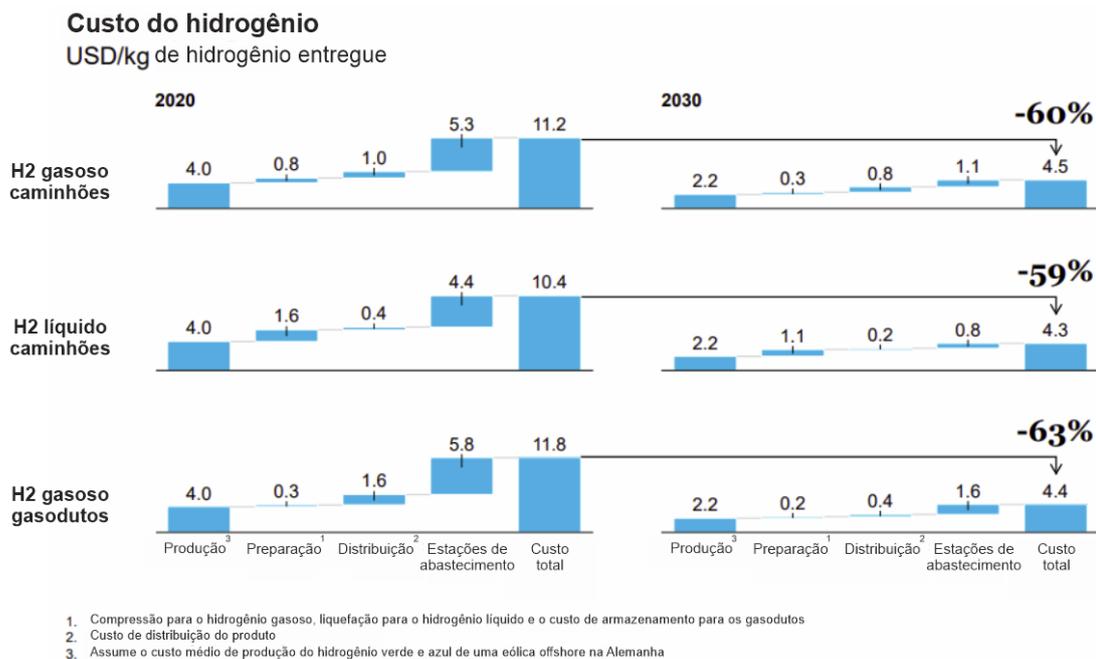
Algumas das dificuldades existentes para a distribuição do H₂ via gasodutos se devem aos fatos a seguir: o H₂ tem densidade energética por unidade de volume menor do que o gás natural. Para que seja entregue um valor energético similar ao do gás natural, seria necessário aumentar o poder de sucção dos compressores da linha (gasoduto), e isso consumiria mais energia. Além disso, seria necessário fazer um

retrofit na linha para que a tubulação suportasse transportar H₂ e não mais gás natural, esse custo muitas vezes simplesmente não é economicamente viável (Spitfire Research Inc., 2023).

Tendo em vista essas dificuldades, uma alternativa proposta para que não seja necessário fazer ajustes na engenharia da linha de distribuição, é usar porcentagens de H₂ em misturas com o gás natural, isso pode vir a ser interessante tendo em vista que minimiza os custos de adaptação necessários. Um problema, porém, é que em uma mistura hipotética contendo 20% de H₂ e o restante de gás natural, o H₂ representa apenas 7% do potencial energético dessa mistura (Spitfire Research Inc., 2023), assim, na prática estaria se entregando menos energia no ponto de consumo do que antes era entregue.

Apesar desses pontos negativos, análises sugerem que o custo para a distribuição local do H₂ pode cair significativamente nas próximas décadas devido a alguns fatores como o incremento na capacidade de transporte dos caminhões, maior quantidade de centros produtores de H₂, permitindo rotas mais atrativas, e um aumento considerável na escala de adoção do H₂ por diversos setores (Hydrogen Council, 2020 e IRENA, 2019). Essa redução de custos pode ser vista na Figura 20.

Figura 20 – Perspectiva na redução dos custos em USD/kg de H₂ para os custos de produção e transporte do H₂



Fonte: adaptado de Hydrogen Council, 2020.

É natural de se pensar que, como os custos de distribuição tem alto impacto sobre o valor final do H₂, então o fato de transportar a molécula por distâncias intercontinentais, pare contraintuitivo. Porém, isso ocorre porque o que importa é o preço final do H₂, que como antes exemplificado, é composto por todos os custos incorridos desde a produção da molécula, até sua entrega no destino final, pouco importa qual a parcela da soma dos custos que é a maior, ele vai escolher aquele fornecedor que tenha o menor preço. Sendo assim, para países que têm dificuldades no acesso a fontes renováveis de energia, que por consequência, têm um custo para produção do H₂ bastante alto, termina sendo mais econômico importar o H₂, do que produzi-lo e distribuí-lo localmente (Hydrogen Council, 2020).

Além disso, alguns locais não teriam fontes de energia limpa suficientes para suprir toda demanda local, de modo que essa demanda precisaria ser atendida via importação de H₂.

Países como Japão e Coreia do Sul, são alguns dos países que têm dificuldade no acesso a fontes de energia renováveis e por isso apresentam alto LCOE para energia gerada por essas fontes. Esses países, portanto, poderiam se beneficiar da existência de um comércio internacional de H₂. Para isso, estuda-se principalmente a exportação via gasodutos, ou via modal marítimo.

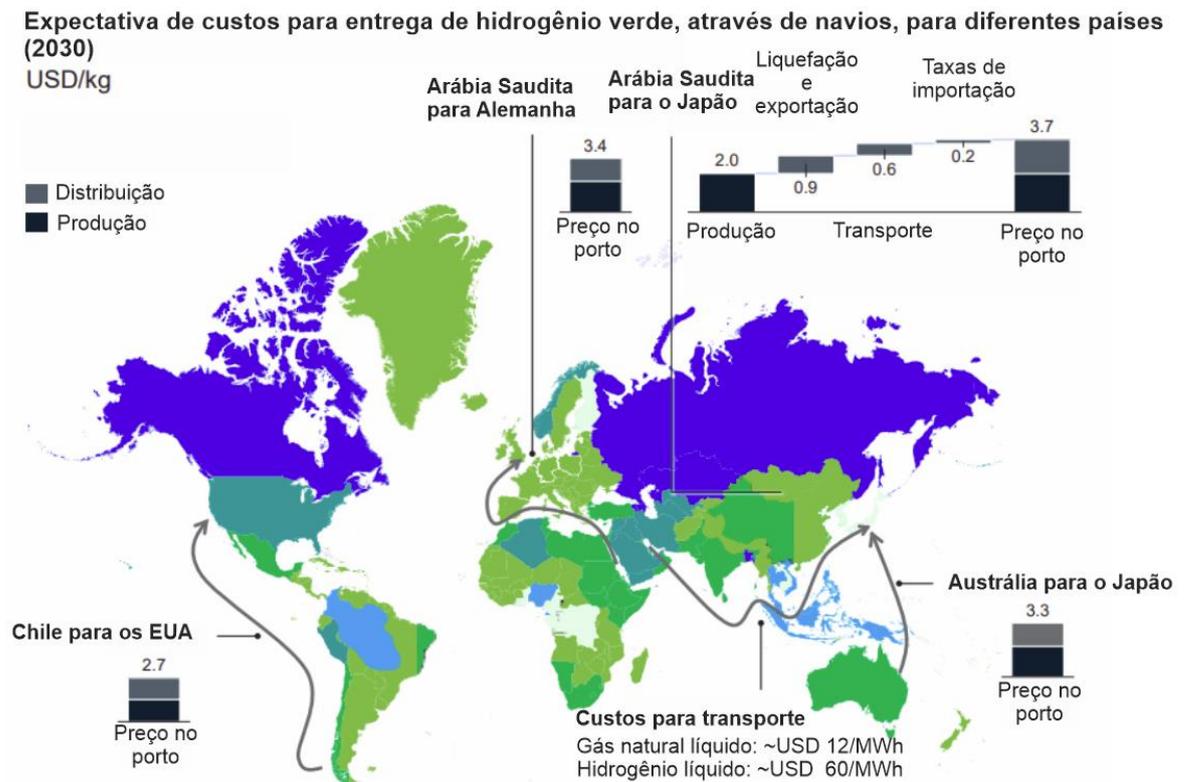
Hoje, porém, os custos envolvidos para essa operação intercontinental ainda são bastante elevados (BNEF, 2020), de modo que para que essa alternativa se torne viável economicamente, ainda é necessário a melhora de alguns fatores, mas principalmente é necessário que o H₂ ganhe escala globalmente (Hydrogen Council, 2022).

Sobre o transporte de H₂ via navios, ainda se estuda qual seria a forma mais eficiente de armazená-lo durante o trajeto (LOHCs, líquido ou NH₃), estima-se que, caso a intenção no destino seja de fato usar o H₂, a forma mais efetiva seja a líquida, tendo em vista que não é necessário realizar nenhuma conversão, com uso de energia, como seria necessário para LOHCs ou NH₃. O motivo inicial que levou o H₂ a ser importado é justamente que o seu destino tem acesso à energia renovável cara, ou que não atende a demanda de consumo, de modo que não faria sentido gastar energia reconvertendo um LOHC ou NH₃ em H₂ (Hydrogen Council, 2022).

Com relação aos custos atuais via modal marítimo, em 2020, variava em torno de 15 USD/kg de H₂ em rotas para o Japão e Arábia Saudita, estima-se que em 2030,

esse valor possa ser na faixa dos 1,7 USD/kg de H₂, caso a escala aumente em proporção suficiente (Hydrogen Council, 2022). A Figura 21 apresenta potenciais rotas para o comércio internacional de H₂, assim como as perspectivas de redução de custos até 2030.

Figura 21– Expectativa de rotas marítimas para o comércio de H₂, e seus respectivos custos, as cores se referem às Condições de acesso a fontes de energia renováveis, conforme Figura 10.



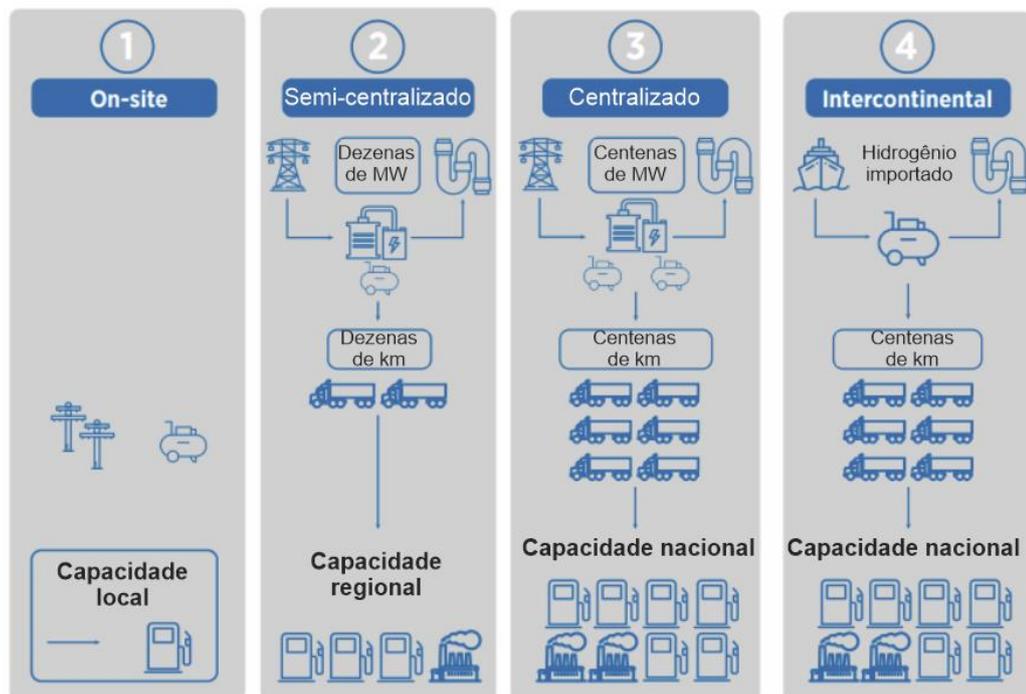
Fonte: adaptado de Hydrogen Council, 2020.

A distribuição do H₂ ainda é algo bastante embrionário, hoje, o que se sabe, é que são fatores determinantes para definição da forma de transporte da molécula, o volume demandado e da distância para o destino. De maneira geral, o consenso aponta para transporte em sua forma gasosa, para distâncias menores e volumes pequenos, e transporte em sua forma líquida, para volumes e distâncias maiores. Na região entre esses dois extremos, a definição tanto da forma de armazenamento, como de transporte, é bastante relativa e dependa da análise de custos caso-a-caso (IRENA, 2019). Um possível rumo apontado para o desenvolvimento da distribuição

do H₂ em larga escala, exemplificado na Figura 22, tem as seguintes etapas (IRENA, 2019):

- Desenvolvimento de plantas produtoras de H₂v, com alta capacidade produtiva, para alimentar diretamente grandes consumidores, como indústrias de grande porte. Aproveitando-se das redes de gás natural já existentes, estudando adaptações com uso de mistura (parte H₂, parte gás natural), tendo como objetivo final, converter essas redes para apenas H₂. Essa primeira etapa visa criar uma demanda contínua para os produtores de H₂.
- Com a criação de uma demanda *flat* (constante) pela molécula, há um maior incentivo para novos empreendimentos de geração do H₂ o que resulta em mais locais de produção (de menor escala), e é possível realizar a distribuição via caminhões ou redes de distribuição de gases localmente ou nacionalmente.
- A última etapa, é caracterizado por o H₂ ser adotado em larga escala, onde é possível haver um comércio da molécula entre diferentes regiões, pois todos os custos são bem mais baixos do que os iniciais. Isso se estende a grande parte do globo terrestre.

Figura 22 – Expectativa de rotas marítimas para o comércio de H₂, e seus respectivos custos



Fonte: retirado de IRENA, 2019.

5 H₂V E SUA VIABILIDADE EM APLICAÇÕES

Antes de iniciar a análise de viabilidade, é importante destacar a metodologia a ser seguida. Será comparado o custo de utilização do H₂v em relação às alternativas atuais existentes, bem como as projeções dessas despesas ao longo dos anos em aplicações relevantes para a sociedade. Serão analisadas tanto questões técnicas, como econômicas, para que se chegue às conclusões quanto a viabilidade do H₂v naquele determinado segmento.

Como já visto, os custos variam de maneira significativa a depender da região considerada, sendo assim, será adotado o caso mais favorável para desenvolvimento do H₂v em todos os casos. Nos cenários em que, mesmo considerando esse critério, o H₂v não seja competitivo, é improvável que esse panorama seja superado em um curto prazo (30 anos) (Hydrogen Council, 2020).

5.1 Adoção do H₂v em termoeletricas a gás

O uso do H₂v como um vetor energético para posterior geração de eletricidade, surge como uma oportunidade de descarbonização dos sistemas elétricos atuais, e é um tema que vem ganhando destaque no debate público nos últimos anos. A ideia surge a partir da demanda atual por uma forma econômica de armazenamento da geração de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, que são por natureza, intermitentes.

Ainda sobre o tema, é importante destacar que, para um sistema elétrico consumo e geração tem uma relação quase que de equidade, ou seja, para uma certa demanda de consumo, deve-se haver geração na mesma proporção. Naturalmente existem perdas durante a transmissão e distribuição da energia elétrica, portanto a relação não é exatamente uma igualdade.

De maneira que, a energia elétrica que alimenta o sistema deve ser consumida ao mesmo tempo em que é gerada, qualquer desbalanço nesse sistema deve ser compensado em tempo real pelo operador do sistema elétrico em questão (F. Zenith, 2022). Devido a esse fato, é necessário que existam geradores de energia de fácil e rápido despacho, para que seja possível gerenciar o sistema mantendo geração e consumo equilibrados.

Como já citado na seção 3.3 (Potencialidades e desafios do uso do H₂v), com o crescimento da participação de fontes de geração de energia renováveis na matriz elétrica mundial, e devido ao seu caráter de geração intermitente, a chance da ocorrência de instabilidades nos sistemas elétricos têm tendência de aumentar (L. Xiaodong, 2017). Adentrando neste tema, é importante dizer que a geração eólica depende da disponibilidade de ventos, e a energia solar, da luz solar; ou seja, para que haja geração de energia elétrica, depende-se de fatores externos que não são totalmente controláveis.

Caso o sistema elétrico demande geração, não é possível despachar essas usinas na falta de condições favoráveis, de modo que é necessário englobar na matriz elétrica de um país outras fontes de geração que garantam a flexibilidade na operação do sistema elétrico por parte dos operadores daquela região. É justamente pela existência deste contexto que usinas termoelétricas ocupam, até os dias atuais, uma parcela da matriz elétrica mundial significativa (EPE, 2022), apesar de emitirem uma grande quantidade de GEE.

Tendo em vista esse contexto, foi proposto o estudo mais profundo do H₂v como um vetor energético que pudesse, no futuro, diminuir a parcela de geração das termoelétricas na matriz elétrica mundial. Afinal, o H₂v pode ser armazenado, como já discutido neste trabalho, ou seja, ele pode suprir o sistema elétrico em momentos de em que haja necessidade de despacho imediato de energia elétrica (IRENA, 2019).

Expandido mais acerca desse ponto, caso a matriz elétrica mundial continue a seguir a tendência atual da expansão da parcela de fontes de energia renováveis responsáveis pela geração, é possível que em um dado momento a potência gerada por essas fontes seja maior do que a demanda em alguns momentos do dia, de modo que haveria um desequilíbrio entre geração e consumo (IRENA, 2019).

Como antes dito, isso não pode ocorrer, sendo assim seria necessário impedir que algumas das UFV ou usinas eólicas funcionassem na sua máxima potência de geração, o que é ineficiente, pois obviamente haveria desperdício de energia, assim como uma maior complexidade na operação do sistema como um todo (F. Zenith, 2022).

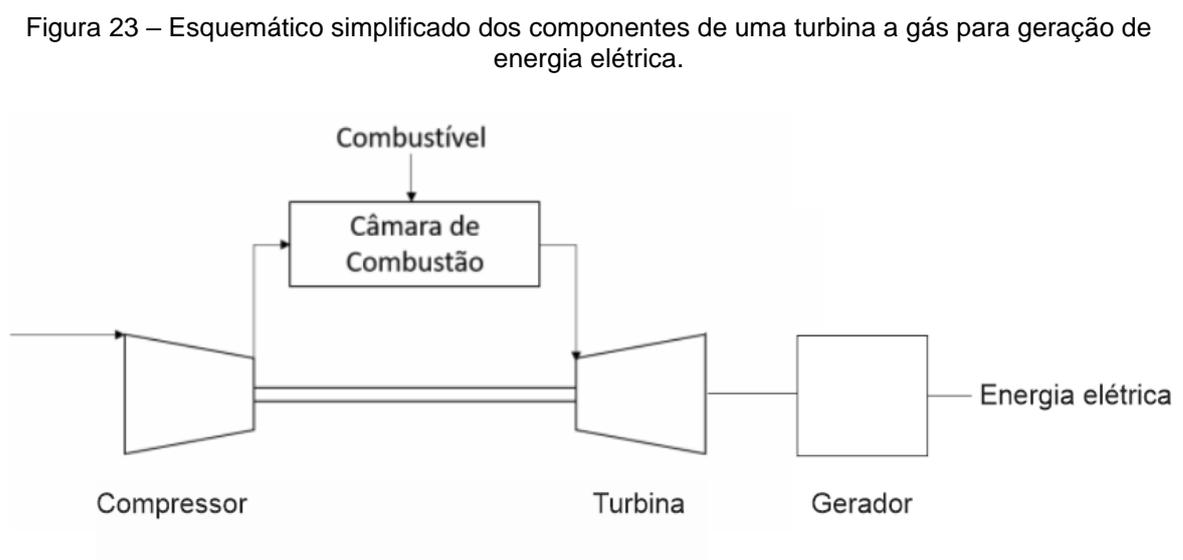
O H₂v poderia ser gerado justamente nesses momentos de baixa demanda por energia elétrica, mas onde há grande capacidade de geração por fontes de energia renováveis (F. Zenith, 2022). Assim, ao invés de simplesmente desperdiçar essa

capacidade de geração, poder-se-ia usar essa energia excedente no processo de eletrólise da água, de modo a produzir H_2v , que permite a posterior reconversão em energia elétrica.

A aplicação do H_2v para geração de energia elétrica, se daria em termoelétricas que operam a gás, como uma substituição total ou parcial, ao combustível utilizado. Sendo assim, é importante caracterizar como se dá o funcionamento de uma turbina a gás para geração de energia elétrica, e como que o H_2 influencia neste processo. As usinas termoelétricas a gás, podem funcionar com ciclo aberto ou ciclo combinado (sistema de cogeração).

O funcionamento de uma turbina a gás é caracterizado pela sucção do ar via um compressor, em seguida pela mistura do ar comprimido com um gás (gás natural, GLP) ou um líquido (querosene, óleo diesel) na câmara de combustão. Na câmara de combustão, uma centelha elétrica desencadeia a queima da mistura ar comprimido e combustível, essa reação produz gases a alta temperatura e pressão (gases de exaustão) que são direcionados à turbina, parte da energia gerada pela combustão é convertida em energia mecânica. Esta turbina está conectada a um gerador, que converte uma parcela da energia mecânica em elétrica (A. Pissolato, 2017).

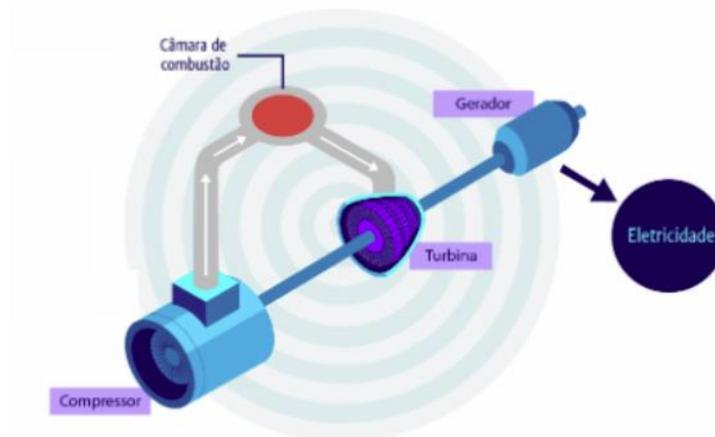
Os componentes de uma turbina a gás, podem ser vistos no esquema simplificado presente na Figura 23.



Fonte: adaptado de A. Pissolato, 2017.

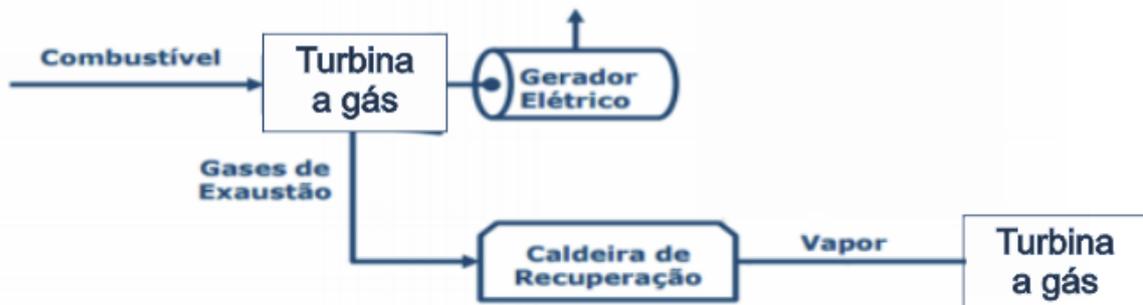
Como antes dito, termoeletricas a gás, podem funcionar com ciclo aberto ou combinado. O ciclo aberto é caracterizado pelo fato de não haver reaproveitamento dos do gás de exaustão depois que ele atravessa a turbina, ele é simplesmente descartado na atmosfera. No caso do ciclo combinado, os gases de exaustão são direcionados por um sistema de troca de calor, que permite que a energia térmica desses gases seja reaproveitada no aquecimento de um corpo de água (caldeira de recuperação), o vapor de água gerado por esse aquecimento é direcionado para outra turbina a gás, que também está conectada a um gerador e converte energia mecânica em elétrica. A Figura 24 exemplifica o processo do ciclo aberto e a Figura 25 do ciclo combinado.

Figura 24 – Esquemático simplificado do ciclo aberto em uma termoeletrica operando a gás



Fonte: adaptado de MEGAWHAT, 2022.

Figura 25 – Esquemático simplificado do ciclo combinado em uma termoeletrica operando a gás



Fonte: adaptado de A. Pissolato, 2017.

No caso da queima dos combustíveis usuais, há a liberação de gases de GEE (como o CO₂), já na queima do H₂, o único produto gerado é o vapor de água (S. Verhelst). Dessa maneira, o H₂v ganhou tração como vetor energético, já que há um amplo interesse público pela redução significativa das emissões de GEE, vide o Acordo de Paris. As equações abaixo (Equação 5.1 e Equação 5.2), apresentam exemplos de reações de combustão.



Corroborando com o que foi apresentado, uma usina termoelétrica a gás de 440 MW de potência, na Holanda, está sendo adaptada para funcionar com H₂ (IRENA, 2019). Além disso, um relatório publicado (DNV, 2017) aponta que a conversão de energia elétrica para gás, para posterior armazenamento e reconversão em energia elétrica, seria benéfico e viável em um cenário onde fontes renováveis de energia fossem responsáveis por uma porcentagem elevada na matriz elétrica de um país (IRENA, 2019).

Tendo em vista a relevância deste tema, propõe-se analisar tecnicamente a viabilidade de se usar H₂ como combustível para turbinas a gás, e, portanto, para termoelétricas que operem dessa forma. Como o gás natural é amplamente adotado em termoelétricas do mundo todo (EPE, 2022), será analisado o comportamento da turbina no caso de troca no uso dele, por H₂.

Inicialmente, é importante destacar que o gás natural é composto essencialmente pelos hidrocarbonetos metano (CH₄), etano (C₂H₆) e propano (C₃H₈) (Governo Federal, 2020), é notório que todos esses compostos têm presente em sua composição os elementos químicos do carbono e hidrogênio, ou seja, as turbinas a gás presentes em grande parte das termoelétricas a gás atuais, já são alimentadas com H₂, em certa proporção. Portanto, em uma primeira análise, poderia parecer simples trocar o uso do gás natural por H₂, na prática, porém, não é tão simples.

Isso porque o H₂ tem uma densidade energética por unidade de volume, de cerca de 1/3 da do gás natural (General Electric, 2019), de modo que, caso fosse adotado o H₂ puro (não uma mistura de H₂ mais gás natural), as tubulações existentes precisariam ser adaptadas de modo a suportar um fluxo de volume de gás três vezes

maior do que o atual para que a turbina possa gerar a mesma energia mecânica. Além disso, o H₂ puro ao ser queimado gera uma temperatura bem mais alta o gás natural, assim como é bem mais reativo, de modo que seriam necessárias adaptações na câmara de combustão e em outras partes do sistema da termoelétrica a gás para acomodar essas mudanças (General Electric, 2019).

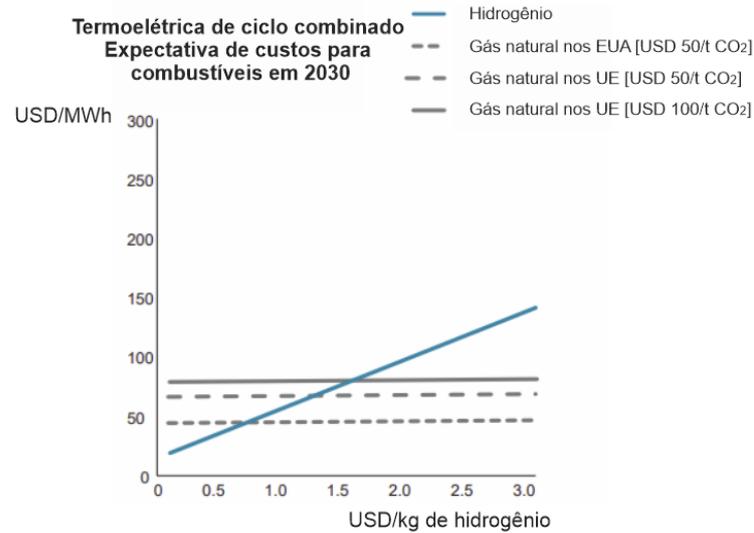
Partindo para a análise de custos, o uso do H₂v para geração de energia de carga base do sistema (*baseload*) não apresenta projeções positivas (Hydrogen Council, 2020), o que era de esperar, tendo em visto o atual alto custo envolvido na obtenção de volumes de H₂v. Recomenda-se para o intuito de geração de energia de carga base para o sistema, a utilização das convencionais turbinas movidas a gás natural com sistema de CCUS implementado (Hydrogen Council, 2020).

Já para o caso de geração de energia nos momentos em que há grande variação no nível de cargas conectadas ao sistema e não há grande potência sendo gerada pelas fontes limpas convencionais (eólica e solar), o H₂v aparece como uma alternativa relevante para suprir esta demanda.

É importante destacar que a relevância do H₂v como solução para o problema de armazenagem da energia gerada por fontes intermitentes renováveis, compete diretamente com as baterias. Portanto, caso descubram-se maneiras econômicas de se armazenar energia em baterias por longos períodos, sem que haja perdas significativas da potência gerada inicialmente, e caso se avance no sentido de existir um processo de produção mais limpo (obtenção de sua matéria prima e processo construtivo, como um todo); o H₂v pode vir a perder relevância no contexto da geração de energia para o sistema elétrico.

Ao se comparar o custo do gás natural na Europa e Estados Unidos, com o preço do H₂ para um prazo de até 2030, é visto que uma paridade de preços entre os dois combustíveis é muito difícil de ser alcançada, mesmo em um cenário de fortes taxações nas emissões de CO₂ (Hydrogen Council, 2020). O comparativo de preços pode ser visto na Figura 26.

Figura 26 – Comparativo entre os custos de geração para termoeétrica a gás, operando com ciclo combinado, com uso de H₂v ou gás natural



Fonte: adaptado de Hydrogen Council, 2020.

Note que para um custo a partir de USD 1,5/kg de H₂, o custo do H₂ é maior do que o do gás natural, mesmo quando considerado taxações para emissões de CO₂. Além disso, diferentes dos outros tópicos deste trabalho, onde o custo do H₂ era separado por: produção, armazenamento e transporte; para essa análise da sua viabilidade econômica em turbinas movidas a gás para geração de energia elétrica, o custo da Figura 26 é o somatório destas parcelas.

Como visto no capítulo anterior (Figura 14), a forma mais viável de se atingir preços de H₂v nesses patamares seriam em casos com baixo CAPEX necessário para adquirir o eletrolisador, acesso à energia renovável com baixo LCOE, fator de carga acima da média atual e armazenamento do H₂ em cavernas de sal (Tabela 5) diretamente abaixo do *site* da termoeétrica, de modo a evitar gastos com transporte/distribuição.

Considerando o que foi exposto neste trabalho, e em vários estudos publicados por instituições de renome (Hydrogen Council, BNEF, IRENA); para o horizonte do ano de 2030, essas condições parecem extremamente improváveis de serem cumpridas, somado a isso, na Figura 26 sequer está sendo considerado o CAPEX necessário no *retrofit* da termoeétrica a gás para adaptá-la a receber H₂ puro como combustível.

Por esses motivos, vem sendo discutido o uso de misturas de H₂ + gás natural (General Electric, 2019), de modo a reduzir as emissões de CO₂ sem que haja a necessidade de realizar um *retrofit* dos sistemas atuais. Com a adoção da mistura, é possível reduzir as despesas com CAPEX, e pode-se aguardar os custos associados a produção, transporte e armazenamento do H₂v, caírem, que é o que se espera até 2050 (Hydrogen Council, 2020; IRENA, 2019; BNEF, 2020) conforme já discutido neste trabalho.

Portanto, espera-se que até 2050 o desenvolvimento de termoelétricas que funcionem exclusivamente com o H₂v seja escassa, devido aos custos e desafios técnicos envolvidos no processo. Fatores que são essenciais para que haja uma maior adesão são: redução nos custos produtivos, de armazenamento e transporte do H₂v em conjunto com políticas públicas que aumentem o custo por emissões do CO₂. Até lá, pode-se buscar alternativas como uso da mistura de gás natural + H₂a.

5.2 H₂v como combustível para veículos de transporte

O H₂v tem um alto potencial disruptivo no setor de transportes. Isso porque, devido as metas propostas pelo Acordo de Paris, há uma grande necessidade de descarbonização desse setor, tendo em vista que ele é responsável por cerca de 25% de toda emissão global de CO₂, ou seja, cerca de 8 bilhões de toneladas de CO₂ emitidas (Our World in Data, 2020). A distribuição por tipo de transporte pode ser vista na Figura 27.

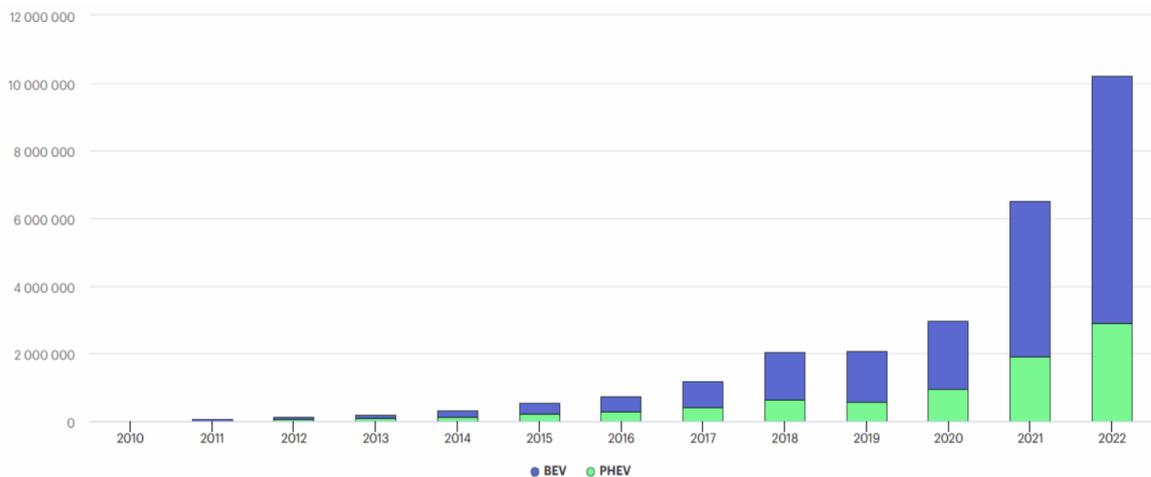
Figura 27 – Emissões de CO₂ advindas do setor de transportes



Fonte: adaptado de Our World in Data, 2020.

Visto a necessidade da descarbonização do setor de transportes, muito tem se discutido sobre a adoção de veículos elétricos (EV – *Electric Vehicles*) como forma de substituição dos convencionais que funcionam exclusivamente com combustíveis fósseis. Modelos de veículos BEV (*Battery Electric Vehicle*) e PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicles*), ou seja, veículos que funcionam exclusivamente a bateria ou de forma híbrida (bateria mais motor de combustão quando há falta de carga), tem tido um volume crescente em suas vendas (Figura 28), evidenciando um maior interesse da população por iniciativas de viés ambiental.

Figura 28 – Vendas anuais de EV



Fonte: retirado de IEA, 2023.

Dito isso, um longo caminho ainda precisa ser percorrido para que uma parcela relevante dos meios de transporte seja movida por um motor que não libere GEE na atmosfera. Assim sendo, com o crescente interesse pelo H₂v, movidos pela ideia que ele pode ser essencial para um futuro com emissões significativamente menores de CO₂, tem-se estudo sobre a viabilidade da adoção de veículos movidos à H₂, como forma de aumentar o número de alternativas ao consumidor por veículos ecologicamente responsáveis.

É pensado que com a adoção no uso do H₂v em larga escala por um setor tão significativo como o de transportes, haveria um crescimento de demanda pela molécula, o que poderia acelerar o processo de redução de custos em suas diferentes etapas de processo (produção, armazenamento e distribuição) (Hydrogen Council, 2020). Além disso, haveria a necessidade da construção de postos capazes de

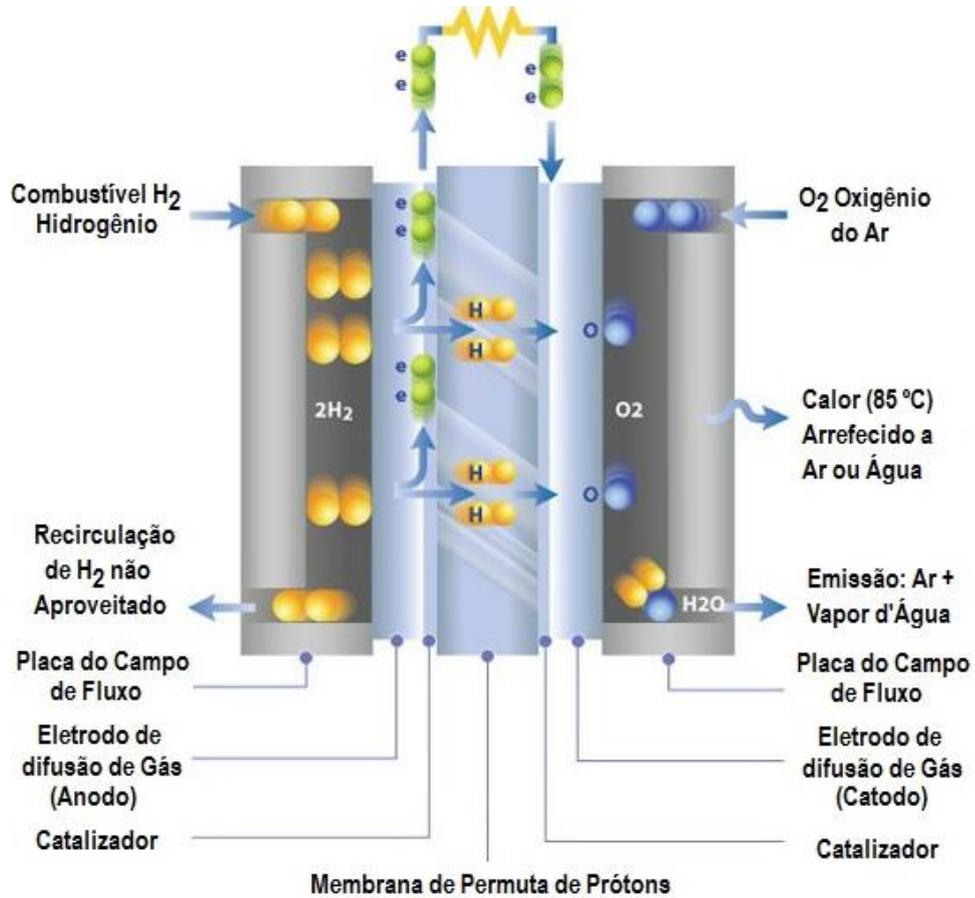
realizar o abastecimento de H₂ nos veículos, o que implica numa expansão ou adaptação das redes de distribuição de gases (gasodutos) e uma maior quantidade de caminhões para realização das entregas nos postos de abastecimento (IRENA, 2019). Isso resultaria em uma redução nos custos de distribuição da molécula de H₂v assim como que nos seus custos produtivos, já que haveria um ganho de escala (Hydrogen Council, 2020).

Tendo em vista este contexto, torna-se válido apresentar a forma do funcionamento dos veículos movidos à H₂, quais seus benefícios e desvantagens técnicas quando comparados aos BEVs e PHEVs e ao modelo convencional (motor à combustão). Para, em seguida, analisar economicamente a viabilidade da adoção do H₂v em larga escala pelo setor de transportes.

Como antes explicitado, o H₂ é um vetor energético, sua energia química precisa ser convertida em energia mecânica para que o veículo se movimente. Esse processo se dá inicialmente em uma célula de combustível à H₂. Nesta célula de combustível, ocorre o processo de eletrólise reversa, ou seja, H₂ reage com a molécula de O₂ para produzir H₂O e energia elétrica (reação 5.1). A corrente elétrica gerada por esta reação é direcionada a um motor elétrico que possibilita a conversão da energia elétrica gerada pelo processo de eletrólise reversa, em energia mecânica que movimenta o veículo (CNBC, 2021).

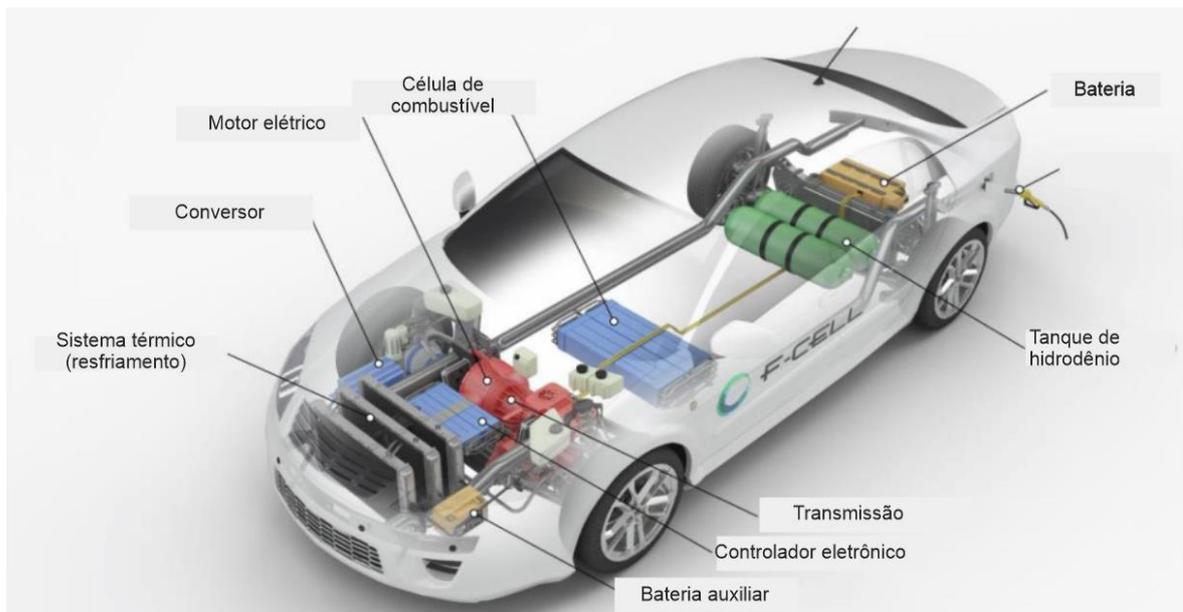
Expandindo mais acerca do processo químico que ocorre dentro da célula de combustível, ele ocorre da seguinte forma: o H₂ que está armazenado em um tanque pressurizado (similar a um cilindro) na parte interna do veículo, é levado via diferença de pressão para a célula de combustível. Nela o H₂ reage com um catalisador em forma de membrana (normalmente feito de platina), que faz com que seus elétrons sejam removidos, produzindo uma corrente elétrica que segue pelo circuito do veículo. Esta corrente elétrica gerada é a usada no motor elétrico. Os elétrons retornam a célula de combustível se combinando com os prótons de H⁺, formando novamente o H₂, que se combina com o O₂ gerando H₂O. Portanto, ao final do processo, não é emitido nenhum GEE, o que sai pelo escape do veículo é apenas vapor de água. O funcionamento da célula de combustível à H₂ é exemplificado na Figura 29, a Figura 30 mostra alguns dos componentes citados em um veículo movido à H₂.

Figura 29 – Funcionamento de uma célula de combustível à H₂



Fonte: retirado de Automóveis Elétricos, 2013.

Figura 30 – Alguns dos componentes de um veículo movido à H₂



Fonte: adaptado de Y. Monoharan, 2019.

Os veículos movidos à H₂ são classificados como FCEV (*Fuel Cell Electric Vehicles*). Ou seja, ele é um EV, assim como os já citados BEVs e PHEVs, então pode-se pensar que não faria sentido utilizar o H₂v como combustível para o setor de transportes, afinal, o custo do H₂v é maior do que simplesmente usar energia elétrica diretamente da rede para armazenamento em uma bateria, e fazer seu uso posteriormente.

Mas FCEVs tem algumas vantagens quando comparados a outros tipos de EVs, como um tempo de abastecimento significativamente menor, o fato de dispensarem a presença de uma bateria de tamanho significativo quando comparado ao tamanho do veículo, o que permite que o veículo tenha mais espaço livre, FCEVs também possuem uma maior autonomia (maior distância coberta por abastecimento) (CNBC, 2021).

Uma vantagem significativa para FCEVs quando se trata de veículos de grande porte, como caminhões, é que no caso de EVs que operam exclusivamente com bateria, o tamanho das baterias cresce à medida que o veículo cresce. Ou seja, para veículos grandes, o espaço e peso ocupado pela bateria torna quase inviável sua implementação, caso se optasse pela utilização de baterias menores, seria necessário realizar diversos abastecimentos ao longo do caminho (CNBC, 2021).

Em resumo, para o caso de caminhões, ou veículos que transportem uma maior quantidade de passageiros e que precisem de uma alta autonomia, FCEVs aparecem como uma alternativa interessante. Pois, a menos que haja uma grande descoberta no ramo de baterias, são esperados custos elevados, espaço e peso significativos ocupados pela bateria, assim como longos tempos de carregamento. Fatores esses que levam a acreditar que EVs operando exclusivamente com bateria, não seja a melhor alternativa nestes casos (Hydrogen Council, 2020).

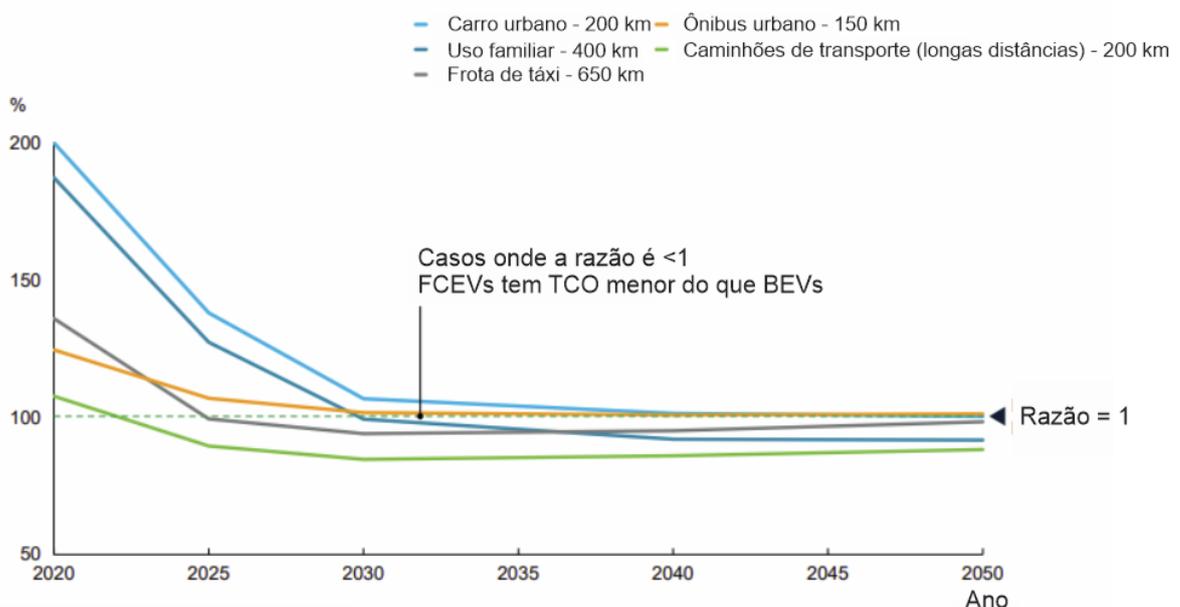
Uma grande barreira para adoção dos FCEVs, porém, é o fato que a infraestrutura de abastecimento de H₂ é quase inexistente, até o ano de 2020 existiam apenas 407 postos de abastecimento da molécula (CNBC, 2021). Isso se deve ao fato da adaptação de infraestrutura necessária para sua implementação, é necessário ter pontos de produção de H₂v espalhados por diversas localidades, assim como uma rede de distribuição em larga escala.

Além disso, no mundo estima-se que em 2019 existiam 18.000 FCEVs, comparado aos 7.2 milhões de outros EVs (CNBC, 2021), sem uma adoção em maior

volume pelos consumidores, empresas não veem incentivos para realizar investimentos na estrutura necessária. Somado aos pontos abordados, o custo para a aquisição de um FCEV é significativamente maior quando comparado a outros EVs (CNBC, 2021).

Um conceito que será utilizado daqui em diante para comparar os custos de FCEVs com outros EVs ou veículos que operem exclusivamente com motor à combustão, é o *total cost of ownership* (TCO), que define o total de custos incorridos pelo consumidor durante o tempo de uso total de uma aplicação, incluindo custo fixo e operacional (Hydrogen Council, 2020). Este parâmetro visa quantificar o custo total de uma determinada aplicação, e será usado como base comparativa daqui em diante. A Figura 31 apresenta a razão do TCO de FCVEs, comparado à BEVs.

Figura 31 – Razão FCVEs/BEVs



Fonte: adaptado de Hydrogen Council, 2020.

Pela Figura 31, é visto que se estima que FCEVs terão melhor custo-benefício para os casos em que se demanda alta autonomia do veículo, e para transporte de cargas mais pesadas. Isso se deve ao alto custo incorrido pela necessidade de grandes baterias (BEV) e o longo tempo para carregamento quando comparado a FCEVs.

Como para o transporte intraurbano pode-se optar por baterias menores, os BEVs tendem a ser a alternativa escolhida pelos consumidores, devido ao seu menor custo e por ser a alternativa tecnológica mais desenvolvida.

Portanto, como o H₂v ainda é uma tecnologia bastante incipiente, ainda há uma série de desafios a serem vencidos antes que ele se torne uma realidade em larga escala para o setor de transportes. Os pontos abordados nos capítulos anteriores persistem, para que o H₂v passe a ser escolhido como alternativa para descarbonização é preciso que haja redução nos custos de sua produção, armazenamento e transporte, também é necessário investimentos em distribuição e construção de postos onde seja possível realizar o abastecimento de veículos movidos por essa molécula. É possível perceber que FCEVs são uma alternativa complementar a BEVs, e PHEVs, não é necessário escolher apenas uma tecnologia apenas, cada uma delas se adequa mais a determinado fim e o consumidor deve fazer a escolha levando isso como base.

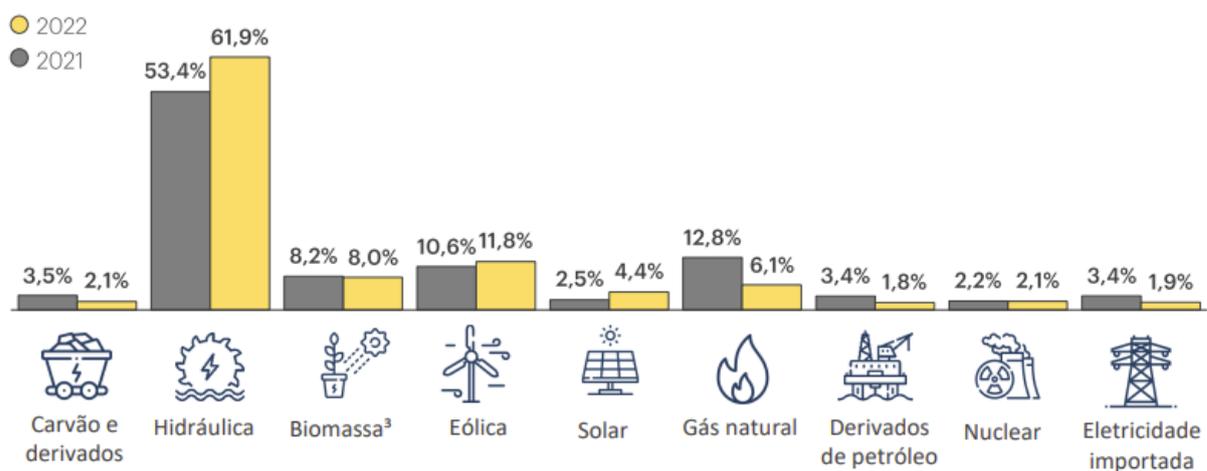
6 CENÁRIO BRASILEIRO PARA ADOÇÃO DO H₂V EM LARGA ESCALA

O intuito deste capítulo é trazer os pontos principais abordados ao longo deste trabalho e trazê-los para o contexto brasileiro, visando analisar a viabilidade da adoção do H₂v em larga escala. Além disso, busca-se apresentar discussões dos órgãos competentes e do âmbito político brasileiro acerca do tema, de modo que seja possível ter uma compreensão clara de como a expansão do H₂v se dá no Brasil.

6.1 Matriz elétrica brasileira e o H₂V

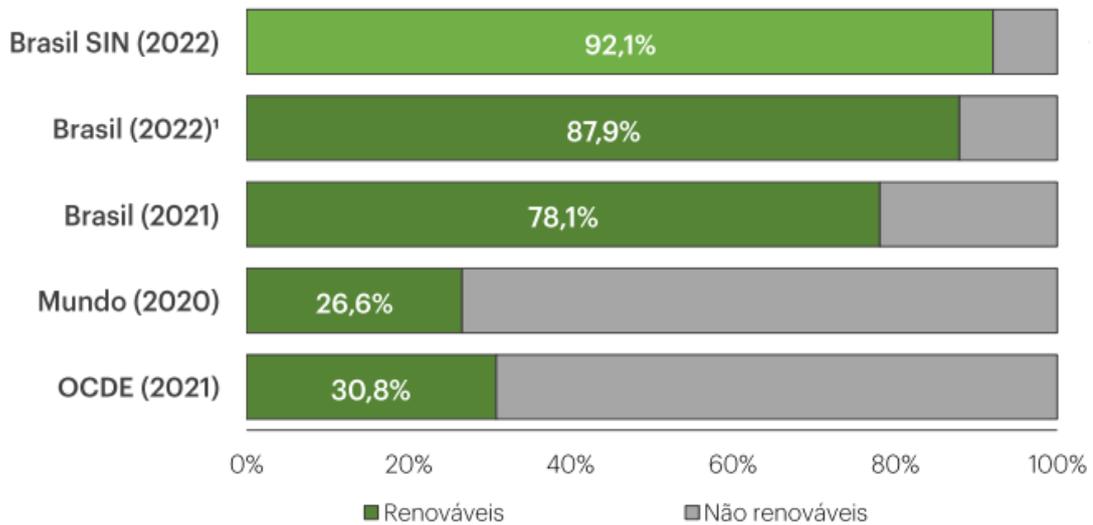
Inicialmente, é importante destacar que a matriz elétrica nacional difere da internacional principalmente pelo fato de ter ampla participação de geração elétrica através de energia hidráulica em na sua matriz. Isso, faz com que o Brasil possua uma elevada proporção de fontes de energia renováveis em sua composição de geração. Na Figura 32 é possível ver a composição da matriz elétrica brasileira, e na Figura 33, a proporção de renováveis na matriz elétrica para o Brasil comparado ao mundo.

Figura 32 – Composição da matriz elétrica brasileira



Fonte: retirado de EPE, 2023.

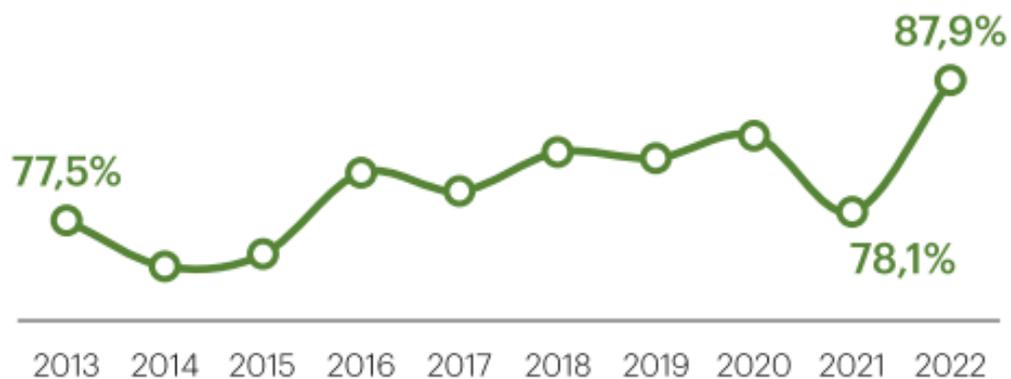
Figura 33 – Participação de renováveis em diferentes matrizes elétricas



Fonte: retirado de EPE, 2023.

Além disso, a participação de fontes de energia limpa vem aumentando ao longo dos anos, como pode ser visto na Figura 34.

Figura 34 – Evolução da participação de fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira



Fonte: retirado de EPE, 2023.

Como antes dito, tanto usinas hidroelétricas, eólicas e solares, geram energia sem que haja emissão de GEE na atmosfera. A primeira, porém, difere das outras, porque no seu caso a energia não precisa necessariamente ser gerada no momento que o recurso natural está disponível. A energia nas hidroelétricas é gerada a partir

de fontes hídricas (hidráulicas), que normalmente, ficam armazenadas em amplos reservatórios para que haja a conversão da sua energia potencial/mecânica em elétrica quando necessário.

De modo que a fonte de energia hidráulica difere tanto da solar, quanto da eólica, que precisam necessariamente de baterias caso seja pretendido armazenar alguma energia para posterior uso. Isso representa uma vantagem significativa, pois torna possível realizar um melhor gerenciamento da geração, não sendo necessário despachar toda energia disponível de maneira imediata, garantindo assim, flexibilidade ao sistema. Apesar disso, vale ressaltar que obviamente é preciso que exista água nos reservatórios para que haja geração.

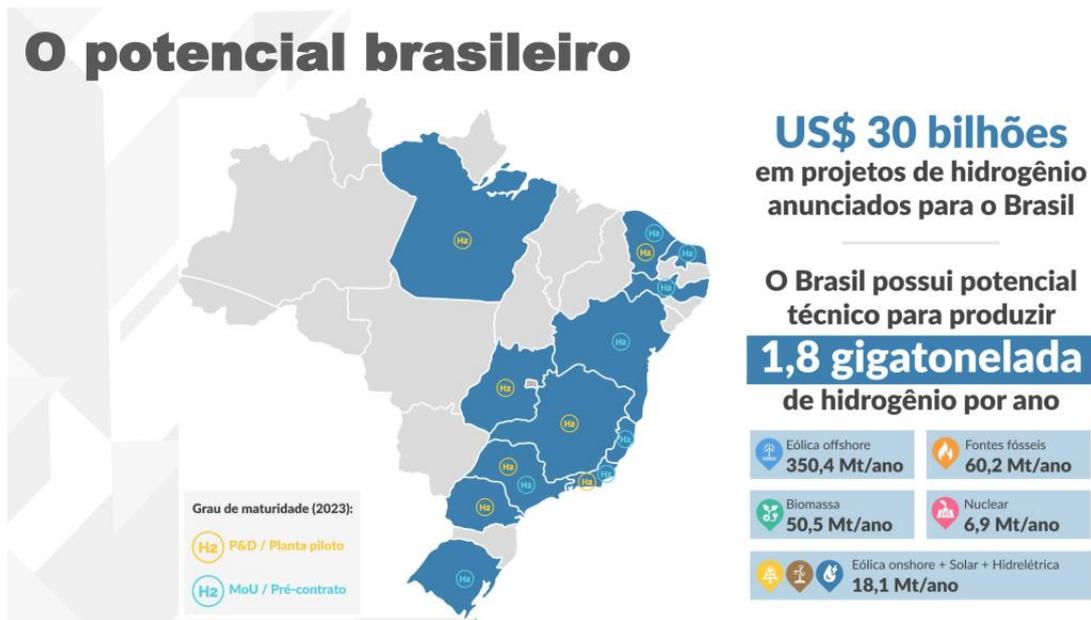
Esse contexto foi apresentado de modo a justificar o porquê de as fontes hídricas não terem sido consideradas previamente no texto como fonte de energia para o processo de eletrólise e posterior produção de H₂v. O H₂v surge no setor elétrico como forma de armazenamento de fontes eólica e solar para casos em que há mais possibilidade de geração do que demanda de consumo, portanto procura-se armazenar essa energia excedente no H₂v, ao invés de simplesmente desperdiçá-la, e para sua posterior reconversão em energia elétrica em momentos em que não é possível suprir a carga apenas com fontes renováveis de energia. Portanto, quando voltado para o mercado interno, a produção de H₂v com intenção de reconvertê-lo em energia elétrica, de ser reduzido.

6.2 Produção de H₂v no Brasil (mercado interno e externo)

No mercado interno, o foco maior de produção do H₂v no Brasil deve ser voltado para setores conhecidos como os *hard-to-abate sectors* (PNH2, 2023), esses setores são caracterizados por usar o carbono como parte integral e inerente de seus processos, como exemplos temos indústrias como metalurgia, cimento e petroquímicos. No Brasil, por exemplo, os segmentos de metalurgia e cimento foram responsáveis pela emissão de cerca de 52% de todo GEE emitido por todo setor industrial brasileiro (PNH2, 2023). Além disso o uso do H₂v e H₂a para produção de novos combustíveis (NH₃, metanol, LOHCs), é uma alternativa promissora para descarbonização dos setores de aviação e navegação (PNH2, 2023).

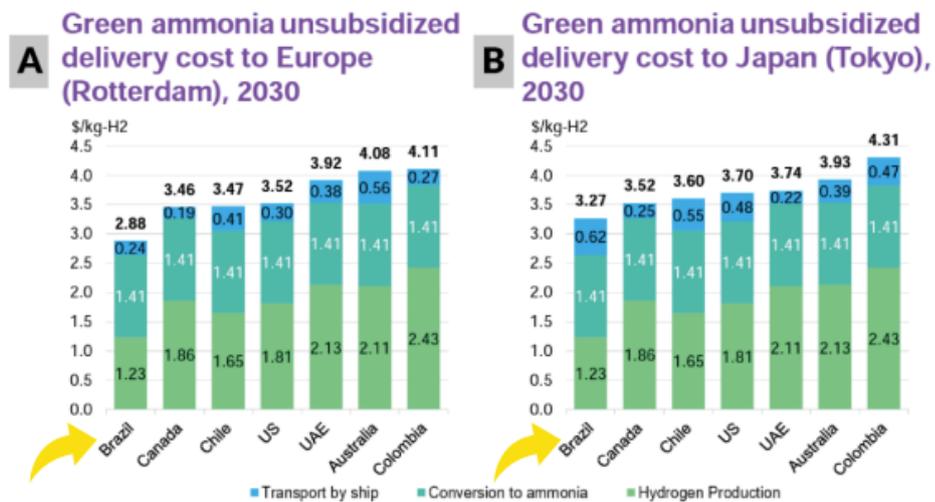
Quando voltado para o mercado externo, o Brasil desponta como um dos principais potenciais mercados exportadores de H₂v. Isso levando em conta os investimentos já anunciados no país (Figura 35) somado ao fato das projeções atuais apontarem o Brasil como o país com menor custo de produção do H₂v e seus derivados, isso pode ser visto na Figura 36.

Figura 35 – Novos projetos de H₂ anunciados para o Brasil.



Fonte: retirado de PNH2, 2023.

Figura 36 – Custos de distribuição de NH₃ verde, onde o H₂v é usado como insumo, para diferentes países.



Fonte: retirado de PNH2, 2023.

Como já exemplificado ao longo deste trabalho, custos de produção baixos são essenciais para a competitividade e viabilidade do H₂v, portanto, o Brasil por ser um país com ótimo potencial de geração de energia elétrica através de fontes renováveis, se posiciona como um importante *player* neste mercado futuro.

6.3 Âmbito legal para o desenvolvimento do H₂v no Brasil

Primeiramente, é importante destacar o papel essencial que um sistema bem desenvolvido de mercado de carbono tem para que o H₂v ganhe tração e atinja competitividade nas mais diversas aplicações. Sem um sistema como o de “*cap-and-trade*”, como o praticado na EU (EU ETS), há pouco incentivo para o desenvolvimento do H₂v, pois os custos por emissão de CO₂ são inexistentes ou muito baratos. Assim, torna-se válido analisar em que patamar está a adoção de um mercado de carbono no Brasil.

O contato do Brasil com o mercado de carbono tem início com sua participação no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que foi uma modalidade criada pelo protocolo de Kyoto, e que permitiam a participação de países considerados em desenvolvimento. Como antes dito, o protocolo de Kyoto permitiu a precificação do CO₂ e a transação de créditos de carbono entre os países signatários (Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, 2021).

O MDL consiste no desenvolvimento de projetos que reduzam a emissão de GEE nos países menos desenvolvidos e em desenvolvimento, caso o projeto demonstre uma redução comprovada, são geradas RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) que podem ser vendidas pelo país de origem do projeto, aos países desenvolvidos, auxiliando-os assim a cumprir as suas metas e compromissos de redução de GEE assumidos junto ao protocolo de Kyoto (Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, 2021). Vale ressaltar que, desde sua criação, o MDL passou por diversas mudanças (L. Viera, 2022).

Dado o caráter vanguardista que o Brasil apresentou ao adotar este mecanismo, imaginou-se que com o passar dos anos haveria mais ações neste âmbito ambiental. Dito isso, na realidade vê-se que houve pouco avanço numa adoção mais ampla de um mercado de carbono regulado, como o existente em países desenvolvidos. Os

dispositivos da legislação federal brasileira tratam apenas de temas gerais sobre clima e meio-ambiente, mas não há qualquer normatização objetiva que possibilite a instituição de um mercado de ativos de carbono no país (L. Viera, 2022).

Para a criação um mercado de carbono regulado, é necessário o uso de uma ferramenta que garanta eficiência na redução dessas emissões, o que é fundamental para a transição de uma economia de baixo carbono. Nessa linha, a Lei 12.187/09 (2009) previu a criação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE) (L. Viera, 2022), no entanto, o MBRE só veio de fato a ser criado em 2022, com a Lei 11.075/22, que formaliza os conceitos de créditos de carbono, sistema de registro nacional de emissões e reduções de emissões e de transações de créditos etc.

Apesar disso, esse mercado ainda não é fiscalizado, como solução deste problema já foi proposto o projeto de Lei PL 528/2021, que reconhecerá e contabilizará os créditos de carbono e as transações decorrentes desses ativos (L. Viera, 2022). Este projeto de Lei se encontra no senado para sua discussão, e consequente melhora no texto. Portanto, ainda não está em vigor, de maneira que não se tem um sistema de “*cap-and-trade*” completamente regulado e instituído no Brasil, o que dificulta a adoção do H₂v em larga escala.

É válido pontuar que, com o Acordo de Paris, foram definidas as Contribuições Nacionalmente Determinadas – NDCs (Nationally Determined Contributions), que são metas ambientais que os governos de diversos países formalizaram como objetivos a serem cumpridos, é, portanto, o principal compromisso internacional do Brasil na área de mudança do clima (Ministério das Relações Exteriores, 2020).

As NDCs brasileiras estipulam como metas:

- Redução das emissões líquidas totais de gases de efeito estufa em 37% em 2025;
- Redução das emissões líquidas totais de gases de efeito estufa em 43% em 2030;
- Anunciada a intenção de atingir neutralidade climática até 2060 (emissões líquidas de GEE iguais à 0).

Sendo assim, pelo que já foi apresentado, pode-se inferir que para o cumprimento destas metas, o papel do H₂v será fundamental. Já que, como

exemplificado anteriormente, os setores *hard-to-abate* compõem uma parcela significativa das emissões de GEE no Brasil (PNH2, 2023), e o H₂v desponta hoje como a principal alternativa para solução deste problema (Siemens Energy, 2022).

Por fim, entende-se que o Brasil apresenta um ótimo potencial produtivo para o H₂v, ou seja, custos baixos para a sua produção. O que o posiciona como um dos principais *players* exportadores da molécula. Apesar disso, quando voltado para o setor interno, percebe-se que ainda falta robustez legislativa para o fomento ao seu desenvolvimento em larga escala. São necessárias ações governamentais no intuito de fortalecer o juridicamente o H₂v.

Hoje existem iniciativas do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), que visa fortalecer o mercado e a indústria do H₂ enquanto vetor energético no Brasil (PNH2, 2023), e o projeto de Lei 528/2021, que visa a regulamentação do MBRE; apesar destes pontos, ainda não existe um marco legal-regulatório para o H₂ de baixo carbono no Brasil, e ele está atrasado em comparação a outros países do globo (PNH2, 2023). Recomenda-se, portanto, ações mais enérgicas por parte das entidades governamentais no intuito de acelerar o desenvolvimento desta tecnologia, que é essencial para atingimento das NDCs.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho teve com intuito que ao seu final, o leitor pudesse ter uma opinião formada com relação ao tema do H₂v. Buscou-se apresentar os acordos ambientais internacionais (protocolo de Kyoto e Acordo de Paris), de onde surgiram metas a serem cumpridas, e como que o H₂v é a solução para muitas delas.

Feito isso, foi apresentado conceitos gerais sobre o H₂v, como surgiu a diferenciação entre as diferentes classificações de H₂ e o porquê da importância deste assunto. Foram exemplificadas as diferentes formas de obtenção da molécula de H₂, e as particularidades que tornam um H₂ sem emissão de GEE.

Sendo esses conceitos apresentados ao leitor, buscou-se desenvolver acerca dos custos do H₂v, porque essa é uma componente fundamental para que haja adoção da molécula em larga escala. Foi demonstrado numericamente que comparada as alternativas fósseis, o H₂v apresenta custos mais elevados. Para que a paridade de preços seja atingida, é necessário um acúmulo de fatores, como um mercado de carbono bem desenvolvido (similar ao sistema de “*cap-and-trade*”), custos de produção mais baixos advindos de eventuais avanços tecnológicos e maior demanda por eletrolisadores, assim como acesso à fontes de geração de energia renovável mais baratas (conforme tendência apresentada).

Ainda sobre os custos do H₂v, ainda não se chegou a uma definição quanto a qual a forma mais eficiente para armazenamento da molécula. No entanto, avanços vêm sendo feitos nesta seara, e já se sabe que locais que possuam cavernas de sal ou minas de gases esgotadas, oferecem baixos custos de armazenamento.

Com relação aos custos de transporte, foi mostrado quais as formas (caminhão, gasoduto ou navios) se destacam para os diferentes cenários, assim como a importante relação da eficiência (km/l) com o volume final entregue. Foi demonstrado também o porquê de clientes mais próximos dos pontos produtivos de H₂v terem vantagem em seu custo final.

Como resumo do capítulo 4, pode-se dizer que é necessário que os custos de produção, armazenagem e transporte do H₂v, reduzam para que ele se torne competitivo, muitos autores apontam para o aumento por sua demanda (ganho de escala) como uma componente fundamental para a redução das diversas despesas. O problema é que para que haja um aumento de demanda, a relação custo/benefício precisa ser mais próxima do que é hoje.

No intuito de melhorar essa relação, é preciso que os diversos governos ao redor do mundo tenham iniciativas de propor leis ambientais mais rígidas, de modo a aumentar o custo dos combustíveis fósseis, também é recomendável oferecer incentivos à indústrias que adotem projetos que se utilizam do H₂v, como benefícios fiscais por exemplo.

Políticas públicas vão ter um caráter decisivo no futuro do H₂v, e hoje, a legislação referente a este tema é bastante defasada em diversas partes do mundo. Sem incentivos monetários e segurança legislativa, a adoção em larga escala do H₂v se dará de forma lenta. Um ponto importante de se dizer, é que em várias partes do texto, buscou-se mostrar como o H₂v é essencial para o cumprimento das NDCs (metas estabelecidas no Acordo de Paris), portanto, se os países signatários buscam cumprir suas metas estabelecidas, é necessária uma mudança de foco nas políticas adotadas mundialmente.

Quanto as aplicações abordadas neste trabalho, foi visto que o H₂v oferece uma alternativa como forma de armazenamento para as energias eólicas e fotovoltaicas. Em um futuro com fontes renováveis sendo cada vez mais responsáveis por uma parcela significativa da geração, o H₂v terá papel fundamental para evitar desperdícios.

Os FCEVs oferecem uma alternativa aos BEVs, e provavelmente serão adotados para veículos de transportes mais pesados e longas jornadas, como caminhões, aviões e navios, pelos benefícios apresentados ao longo do capítulo 5.

Trazendo todo esse contexto abordado para o Brasil, foi visto que dado a parcela de geração advinda de fontes hidráulicas (energia renovável e armazenada), o H₂v talvez não tenha tanto destaque neste segmento, porém será essencial como solução para os setores “*hard-to-abate*” da economia brasileira.

Além disso, o Brasil está cotado como um dos principais *players* no comércio internacional do H₂v, devido ao seu acesso a fontes de energias renováveis de baixo custo. Para isso, porém, são necessários avanços no âmbito legislativo do país. Algumas iniciativas foram tomadas neste sentido (Programa Nacional do Hidrogênio e PL 528/2021), mas ainda precisa-se avançar muito antes do cenário jurídico se tornar realmente atrativo para investimentos no H₂v.

Em suma, o H₂v é essencial para cumprimento das metas estabelecidas nos acordos ambientais, apesar disso, é um fato bastante recente, portanto muito ainda

precisa ser desenvolvido em termos de estrutura, legislação e tecnologia para que haja sua adoção em larga escala. Em contrapartida, diversos estudos exemplificados neste trabalho apontam para um futuro positivo do H₂v, com seus custos diminuindo ao longo do tempo, o que pode vir a contribuir para uma economia global cada vez mais verde.

REFERÊNCIAS

1. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Abertura de Consulta Pública da Chamada Nº 23/2023 de Projeto PDI Estratégico - Hidrogênio Renovável no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro - SE**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/chamada-para-projetos-de-hidrogenio-renovavel-entra-em-consulta-publica>. Acesso em abr. 2023.
2. BNEF - BLOOMBERG NEW FINANCE. **Hydrogen Economy Outlook**. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>. Acesso em mar 2020.
3. BORETTI, A. **Capacity factors of solar photovoltaic energy facilities in California, annual mean and variability**. Disponível em: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202018102004>. Acesso em mar 2023.
4. BRAGA, G. **Aspectos técnicos, econômicos e de sustentabilidade da produção de hidrogênio renovável**. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/131893>. Acesso em fev. 2015.
5. CÂMERA DOS DEPUTADOS. **Legislação Informatizada - DECRETO Nº 11.075, DE 19 DE MAIO DE 2022 - Publicação Original**. Disponível em : <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2022/decreto-11075-19-maio-2022-792682-publicacaooriginal-165314-pe.html#:~:text=Estabelece%20os%20procedimentos%20para%20a,21%20de%20mar%20C3%A7o%20de%202022>. Acesso em jul 2023.
6. CÂMERA DOS DEPUTADOS. **Apensado ao PL 290/2020**. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/propostas-legislativas/2270639>. Acesso em ago. 2023.
7. CEBDS. **Proposta de Marco Regulatório para o Mercado de Carbono brasileiro**. Disponível em: https://cebds.org/wp-content/uploads/2023/06/MERCADO-CARBONO_Marco-Regulatorio.pdf . Acesso em jun. 2023.
8. CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS. **Cap and Trade Basics**. Disponível em: <https://www.c2es.org/content/cap-and-trade-basics/#:~:text=In%20a%20cap%20and%20trade,market%20establishes%20an%20emissions%20price>. Acesso em jul. 2023.
9. CNBC. **How Green Hydrogen Could Be Key To A Carbon-Free Future**. Disponível em: <https://www.cnbc.com/2020/how-green-hydrogen-could-be-key-to-a-carbon-free-future/>. Acesso em dez. 2022.
10. DNV GL **Annual Report 2017**. Disponível em: <https://www.dnv.com/Publications/dnv-gl-annual-report-2017-118153>. Acesso ago. 2023.
11. EKWURZEL, B. **The rise in global atmospheric CO₂, surface temperature, and sea level from emissions traced to major carbon producers**. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-017-1978->, p. 1-12. Acesso em ago. 2023.
12. ENERGY POLICY - LE DUIGOU, A. **Hydrogen pathways in France: Results of the HyFrance3 Project**. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513006010>. Acesso em nov. 2022.

- EPBR. **Produção de hidrogênio verde UHE Itumbiara**. Disponível em:
13. <https://epbr.com.br/furnas-inaugura-planta-de-hidrogenio-verde-para-pesquisas-em-goias/>. Acesso em mai. 2023.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética e Elétrica**.
14. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em jun. 2023.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica - Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio - No EPE-DEA-NT-003/2021 rev01**. Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20(1).pdf), p. 1-3. Acesso em jun. 2021.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Relatório de Síntese 2023**.
15. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em jul 2023.
- FERREIRA, J. **Análise técnica e econômica de tecnologias de armazenamento de energia elétrica para a integração em larga escala de geração renovável intermitente**. Disponível em:
16. <https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/83049/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20Jo%C3%A3o%20Ferreira.pdf>, dez. 2022.
- GENERAL ELECTRIC. **Can gas turbines run on hydrogen fuel? | GE Power**.
17. Disponível em: <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>. Acesso em abr 2023.
- GOLD ENERGY. **Poder Calorífico Inferior (PCI)**. Disponível em:
18. <https://goldenergy.pt/glossario/poder-calorifico-inferior-pci/>. Acesso ago 2023.
- GOVERNO FEDERAL, **Apresentação da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil perante o Acordo de Paris**. Disponível em https://www.gov.br/mre/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2020/apresentacao-da-contribuicao-nacionalmente-determinada-do-brasil-perante-o-acordo-de-paris. Acesso em jan 2023.
- GOVERNO FEDERAL. **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Disponível em:
19. <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/paginas/teste2>. Acesso em dez. 2022.
- GOVERNO FEDERAL. **Processamento de Gás Natural**. Disponível em:
20. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/processamento-de-gas-natural>. Acesso em jul. 2023.
- HYDROGEN COUNCIL. **Path to hydrogen competitiveness a cost perspective**.
21. Disponível em: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf. Acesso em jan 2023.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Statistics Data Browser**.
22. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>. Acesso em em ago. 2023.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Data Explorer**. Disponível em:
23. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-data-explorer?gclid=Cj0KCQjwI8anBhCFARIsAKbbpyRsSTkjbD_XTjGNuJOT_6sNf-u-U1dV9XfgqHzRioKCVM_tKldy-IYaAuO8EALw_wcB. Acesso em jul. 2023.

- INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY **Value of green hydrogen when curtailed to provide grid balancing services**. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.152>. Acesso em ago. 2023.
- IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Hydrogen: a renewable energy perspective**. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf. Acesso em ago 2023.
- LAI, C. **Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage**. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>, p.10-30. Acesso em mar 2023.
- LIMA, T. **Célula de produção de hidrogênio por eletrólise da água**. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/21286/1/Produ%C3%A7%C3%A3oHidrog%C3%AAnioEletr%C3%B3lise.pdf>. Acesso em jul. 2023.
- MANOHARAN. Y. **Hydrogen Fuel Cell Vehicles; Current Status and Future Prospect**. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/app9112296>. Acesso em jun. 2019.
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, **Estratégia Nacional de Implementação da NDC do Brasil**. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/clima/ndc-do-brasil.html>. Acesso em jul 2023.
- NETO, R. **Geração e combustão do hidrogênio obtido através do processo de eletrólise da água**. Disponível em: http://sites.poli.usp.br/d/pme2600/2007/artigos/art_tcc_018_2007.pdf. Acesso em mar 2023.
- OLABAI A.G.. **Large-scale hydrogen production and storage technologies: current status and future directions**. Disponível em: https://wlv.openrepository.com/bitstream/handle/2436/623788/Olabi_et_al_Large_vscal_e_hydrogen_production_2020.pdf;jsessionid=8ABB5A7A9B6A4724C78F219EA2720A8F?sequence=3.
- OUR WORLD IN DATA. **Cars, planes, trains: where do CO2 emissions from transport come from?** Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-emissions-from-transport>. Acesso jun. 2023.
- PALHARES D. **Produção de hidrogênio por eletrólise alcalina da água e energia solar**. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/21286/1/Produ%C3%A7%C3%A3oHidrog%C3%AAnioEletr%C3%B3lise.pdf>. Acesso em abr 2023.
- PISSOLATO, A. **Estudo de caso de uma termoeletrica com turbina a gás**. Disponível em: <https://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/2964.pdf>, p.3-15. Acesso em jun 2023
- PNH2 - PROGRAMA NACIONAL DO HIDROGÊNIO. **Plano trienal 2023-2025**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>. Acesso em ago. 2023.
- POWER TO X. **Water electrolysis explained**. Disponível em: <https://ptx-hub.org/water-electrolysis-explained/>. Acesso em jul. 2023.
- SIEMENS ENERGY. **The industrial world is still dependent on fossil fuels**. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en.html?gclid=Cj0KCQjwl8anBhCFARIsAKbbpySyqcLIbee5fALslzIEI>

bnTUnGOvcAH2It5BFj4I8H-
 Cl3sne82HYaAs2wEALw_wcB&stc=wwse100868&ef_id=Cj0KCQjwI8anBhCFARIsAKb
 bpySyqcLIbee5fALslzIEIbnTUnGOvcAH2It5BFj4I8H-
 Cl3sne82HYaAs2wEALw_wcB:G:s&s_kwid=AL!11761!3!635968816785!p!!g!!siemens
 %20siemens%20energy!18968606591!143484890373. Acesso em jul 2023.

- SILVEIRA, C. **Análise do mercado de carbono no Brasil: histórico e desenvolvimento**. Disponível em:
40. <https://periodicos.ufpa.br/index.php/ncn/article/view/9354>, p. 1-22. Acesso em: dez. 2022.
- SPITFIRE RESEARCH INC. **The Myth of Hydrogen for Export**. Disponível em:
41. <https://spitfireresearch.com/the-myth-of-hydrogen-as-an-energy-export-commodity/>. Acesso em abr 2023.
- STATISTA. **The Falling Cost of Renewable Energy**. Disponível em:
42. <https://www.statista.com/chart/26085/price-per-megawatt-hour-of-electricity-by-source/>. Acesso em mar. 2023.
- TNO REPORT. **Large-Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Fields**. Disponível em: <https://repository.tno.nl/islandora/object/uuid%3A668d330c-1abe-4fc3-b191-d2741a2e6a78> p. 1-37. Acesos em abr 2023.
- THE ECONOMIST. **How do carbon markets work?** Disponível em:
44. <https://www.economist.com/finance-and-economics/2022/05/26/carbon-markets-are-going-global>
- VIEIRA L. **O projeto de lei 528/2021 e as bases legais para a criação de um sistema de comércio de emissões cap-and-trade no Brasil**. Disponível em: <https://www.indexlaw.org/index.php/revistards/article/view/8867>. Acesso em jan 2023.
- VISUAL CAPITALIST. **Electricity from Renewable Energy Sources is Now Cheaper than Ever**. Disponível em: <https://www.visualcapitalist.com/electricity-from-renewable-energy-sources-is-now-cheaper-than-ever/>. Acesso em jul 2023.
- WRI - WORLD RESEARCH INSTITUTE. **Nova NDC do Brasil: entenda por que a meta climática foi considerada pouco ambiciosa**. Disponível em <https://www.wribrasil.org.br/imprensa/brasil-estabelece-meta-pouco-ambiciosa-de-reducao-de-emissoes-para-2030>. Acesso em jun. 2023.
- WRI - WORLD RESEARCH INSTITUTE. **What is an INDC?** Disponível em: <https://www.wri.org/indc-definition#:~:text=INDCs%20are%20the%20primary%20means,its%20domestic%20circumstances%20and%20capabilities>. Acesso em jun. 2023.
- X. Liang, **"Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources,"** in IEEE Transactions on Industry Applicationsm. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7738432>. Acesso em abr 2023
- ZOU, C. **The role of new energy in carbon neutral**. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60039-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60039-3). Acesso em abr 2023.