



**Lucas Rettore de Carvalho**

**Análise comparativa do potencial técnico e ambiental de diversas rotas da cadeia de hidrogênio na descarbonização de setores chaves da economia brasileira**

**Projeto de Graduação**

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia  
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Florian Alain Yannick Pradelle

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2022

## Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Florian Alain Yannick Pradelle, pelo incentivo a abordar o estudo do hidrogênio, assunto central em nível mundial para a descarbonização da indústria e para a esperança de um futuro sustentável para a humanidade.

Agradeço também a todo o corpo docente da PUC, ao Departamento de Engenharia Mecânica, pela eficácia e competência na gestão do curso, principalmente durante o desafio das aulas à distância. Obrigado a todos os meus colegas e amigos de curso, que fizeram do desafio da graduação um caminho mais leve e divertido.

Agradeço à minha namorada, Lais, que esteve ao meu lado durante grande parte desta trajetória, me apoiando de todas as formas, tornando mais leve e me mostrando novas perspectivas.

E por último, agradeço à minha família, pela base e apoio durante toda a minha vida, o que me permite crescer, evoluir e buscar meus objetivos. Aos meus avós, Marcia, Alfredo, Wilma e Moacir e aos meus tios e primos, Ramon, Marcio, Douglas, Roberta, Raphael, Douglas, Luisa e Arthur que fizeram parte do meu crescimento e me fizeram ser quem eu sou. Ao meu pai, Dante, meu maior exemplo, à minha mãe, Fabiana, meu maior porto seguro e à minha irmã, Giovana, minha companheira de todas as horas, que me fizeram chegar até aqui.

## Resumo

A matriz energética global precisa passar por uma profunda transformação, de um sistema baseado em combustíveis fósseis, para um sistema de baixo carbono eficiente. Dada a importância desta transição, o hidrogênio se apresenta com uma fonte energética renovável e de alta capacidade para possibilitar este futuro verde. Evidencia-se, portanto, a importância do desenvolvimento de estudos que contribuam para a análise e otimização dos processos de produção e formas de uso desta fonte de energia. Assim, este trabalho consiste em uma revisão bibliográfica exploratória acerca dos pontos fundamentais relativos à produção e uso do hidrogênio e do seu posicionamento no mercado energético atual, focando na avaliação do hidrogênio cinza, marrom, azul e verde. Durante a revisão da literatura, foram levantados dados de emissões em  $\text{kgCO}_2\text{eq}$  a partir de avaliações de ciclo de vida com perímetros de avaliação similares e comparáveis. Ao final do trabalho, são realizadas simulações da redução relativa de emissões de gases de efeito estufa nos cenários de produção de energia elétrica e de transporte rodoviário, quando o hidrogênio a partir de diferentes rotas é utilizado como substituto para combustíveis fósseis. Para o cenário nacional de geração elétrica, onde 15% da matriz é ainda produzida a partir de gás natural e carvão, os resultados das simulações indicaram reduções de até 40% da pegada de carbono do Sistema Interligado Nacional, na substituição de ambos por hidrogênio azul. No cenário do transporte rodoviário, foram constatados maiores potenciais de ganhos sendo viabilizados através do hidrogênio verde. Em casos de motores de combustão interna (ICE) com misturas de hidrogênio verde com gás natural e diesel, até aproximadamente 34% e 31% de reduções foram constatadas, respectivamente, e células a combustível com membranas de troca de prótons (PEMFC) com hidrogênio verde puro, reduções de até 70% foram encontradas na comparação com o gás natural. Considerando a falta de competitividade econômica do hidrogênio verde, os resultados de redução do hidrogênio azul de ambos os cenários geram otimismo para a sua utilização como um meio de impulsionar a economia do hidrogênio e já agir agora na descarbonização destes setores. Os casos que utilizam ICE mistura de diesel + hidrogênio azul e ICE mistura de gás natural e hidrogênio azul a partir de gás natural apresentaram reduções de emissões em até 18% e 23% respectivamente. Com carros a PEMFC com hidrogênio azul a partir de gás natural as reduções chegaram a até 48% quando substituem diesel.

**Palavras-chave:** Hidrólise da água; Reforma a vapor; Gaseificação; Captura e sequestro de carbono (CCS); Transporte rodoviário; Geração de eletricidade.

## Abstract

Comparative analysis of the technical and environmental potential of different routes in the hydrogen chain in the decarbonization of key sectors of the Brazilian economy

The global energy system needs to undergo a profound transformation, from a system based on fossil fuels, to an efficient and renewable low-carbon system. Given the importance of this transition towards more sustainable models, hydrogen presents itself as a renewable energy source with high capacity to enable this green future. Therefore, the importance of developing studies that contribute to the analysis and optimization of production processes and ways of using this source of energy is evident. Thus, this work consists of an exploratory bibliographic review about the fundamental points related to the production and use of hydrogen and its position in the current energy market. This study focused on the evaluation of gray, brown, blue and green hydrogen. During the literature review, emissions data in kgCO<sub>2</sub>eq were collected from life cycle assessments with similar and comparable assessment perimeters. At the end of the study, simulations of the relative reduction of greenhouse gases emissions are carried out in the scenarios of electricity production and road transport, when hydrogen from different routes is used as a substitute for fossil fuels. For the national electricity generation scenario, where 15% of the matrix is still produced from natural gas and coal, the simulation results indicated reductions of up to 40% in the carbon footprint of the “Sistema Interligado Nacional”, replacing both with blue hydrogen. For the scenario of road transport, greater potential gains were found to be made possible through green hydrogen. Internal combustion engine (ICE) with mix of natural gas + green hydrogen and diesel + green hydrogen, up to approximately 34% and 31% were found, respectively, and proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) with green hydrogen, reductions of up to 70% were found in comparison with natural gas. But due to the green hydrogen economic competitiveness difficulties, the blue hydrogen reduction results of both scenarios generate optimism for its use as a means of boosting the hydrogen economy and already acting now in the decarbonization of these sectors. Cases using ICE with mix of diesel + blue hydrogen and ICE with mix of natural gas and blue hydrogen from natural gas showed emission reductions of up to 18% and 23% respectively. With PEMFC cars with blue hydrogen from natural gas, reductions reached up to 48% when replacing diesel.

**Keywords:** Water hydrolysis; Steam reforming; Gasification; Carbon capture and storage (CCS); Road transport; Electricity generation.

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>8</b>
1.1	<i>Contextualização.....</i>	<i>8</i>
1.2	<i>Motivação .....</i>	<i>9</i>
1.3	<i>Objetivos .....</i>	<i>10</i>
1.4	<i>Estrutura do trabalho.....</i>	<i>10</i>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>12</b>
2.1	<i>Geração de Hidrogênio .....</i>	<i>12</i>
2.1.1	<i>Hidrogênio de fontes fósseis .....</i>	<i>14</i>
2.1.2	<i>CCS e o Hidrogênio azul.....</i>	<i>17</i>
2.1.3	<i>Hidrogênio verde.....</i>	<i>20</i>
2.2	<i>Armazenamento e transporte.....</i>	<i>23</i>
2.3	<i>Uso Final e o Mercado do Hidrogênio .....</i>	<i>26</i>
2.4	<i>Cenário energético nacional: panorama atual e perspectivas .....</i>	<i>29</i>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>33</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>36</b>
4.1	<i>Cenário 1: Geração de energia elétrica.....</i>	<i>36</i>
4.2	<i>Cenário 2: Transporte rodoviário .....</i>	<i>38</i>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>46</b>
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>48</b>

## Lista de figuras

Figura 1 - Reduzindo emissões até 2050 através de 6 rotas tecnológicas	8
Figura 2 - Representação esquemática de rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio Fonte: EPE, 2022 .....	9
Figura 3 - Métodos de produção de hidrogênio.....	12
Figura 4 - Eficiências típicas em processos de produção de hidrogênio .....	14
Figura 5 - Esquemático de reformador a vapor do metano .....	15
Figura 6 - Um projeto de reator típico do sistema autotérmico .....	16
Figura 7 - Resumo de componentes de uma típica unidade de oxidação parcial..	17
Figura 8 - Representação da reforma a vapor com remoção de CO <sub>2</sub> por solventes .....	18
Figura 9 - Absorção de CO <sub>2</sub> com solvente baseado em amina .....	20
Figura 10 - Principais rotas tecnológicas de H <sub>2</sub> verde no Brasil .....	21
Figura 11 - Exemplo típico de um eletrolisador PEM.....	21
Figura 12 - Eletrolisador alcalino.....	22
Figura 13 - Os principais meios de transporte de hidrogênio e utilitários associados .....	25
Figura 14 - Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070.....	27
Figura 15 - Faixas de custo de produção do hidrogênio .....	28
Figura 16 - Projeção da evolução de custos de produção de hidrogênio.....	29
Figura 17 - Produção anual de hidrogênio no Brasil.....	30
Figura 18 - Produção de hidrogênio na Petrobras.....	30
Figura 19 - Oferta interna de energia elétrica em 2020 por fonte .....	31
Figura 20 - Linha do tempo das principais iniciativas brasileiras em hidrogênio	32
Figura 21 - Esquema simplificado do escopo de um LCA.....	34
Figura 22 - Variação percentual de emissões para diferentes mix de GN e H <sub>2</sub> ...	42
Figura 23 - Variação percentual de emissões para diferentes mix de GN e H <sub>2</sub> ...	44

## Lista de tabelas

Tabela 1 - Valores de poder calorífico superior e inferior para vários combustíveis .....	9
Tabela 2 - Classificação do hidrogênio em escala de cores. Cor.....	13
Tabela 3 - Fluxos contendo CO <sub>2</sub> .....	15
Tabela 4 - Custo de investimento, eficiência e pegada de carbono das tecnologias de produção do hidrogênio .....	18
Tabela 5 - Tecnologias de captura de dióxido de carbono .....	19
Tabela 6 - Resumo de vantagens e desvantagens de vários métodos de armazenamento do hidrogênio.....	24
Tabela 7 - Emissões para diferentes estados e tipos de transporte .....	26
Tabela 8 – Emissões para abastecimento de combustíveis.....	36
Tabela 9 - Emissões referentes ao uso de combustíveis .....	36
Tabela 10 – Comparação dos valores de emissões calculados x EPE ....	37
Tabela 11 - Emissões totais geração elétrica.....	37
Tabela 12 - Emissões referentes a diferentes tipos de tecnologia e aplicações ....	39
Tabela 13 - Emissões de abastecimento de combustível/eletricidade levantados na literatura .....	40
Tabela 14 - Emissões calculadas referentes a diferentes tipos de tecnologia e aplicações .....	40
Tabela 15 PCI do hidrogênio, gás natural e diesel usados nesse estudo .....	43
Tabela 16 - Emissões calculadas referentes a diferentes tipos de tecnologia e aplicações .....	43

# 1 Introdução

## 1.1 Contextualização

No panorama do mundo atual, com uma crescente preocupação acerca do meio ambiente e da sustentabilidade da nossa sociedade, a transição da matriz energética se torna cada vez mais urgente e indispensável. Em 12 de dezembro de 2015, visando um compromisso mundial com as alterações climáticas e a redução da emissão de gases do efeito estufa, 195 países assinaram o Acordo de Paris. O acordo tomou por parâmetro de comparação os níveis pré-industriais e estabeleceu o objetivo mínimo de manter o aumento das temperaturas médias globais abaixo de 2°C e idealmente abaixo de 1,5°C no século XXI (IRENA, 2019).

Porém, no período de 2009 a 2019, ao passo que as energias renováveis alcançaram um crescimento de aproximadamente 5% ao ano, a participação de combustíveis fósseis na matriz energética como carvão, petróleo e gás natural, permanece em torno de 80% do consumo global. As discrepâncias são ainda mais claras quando se analisa a diferença dos incentivos dados a esses dois seguimentos energéticos. No ano de 2019, os subsídios a combustíveis fósseis ultimaram quase o dobro do investido em energia renovável, totalizando em torno de US\$ 500 bilhões (REN21, 2021). Em média, nos últimos cinco anos, as emissões CO<sub>2</sub> relacionadas à energia aumentaram 1,3% ao ano e a diferença entre as emissões e as reduções necessárias para cumprir os objetivos climáticos acordados internacionalmente está aumentando (IRENA, 2019).

O sistema energético global precisa passar por uma profunda transformação, de um sistema baseado em combustíveis fósseis, para um sistema eficiente e renovável de baixo carbono. Em meio a esse desafio, se torna evidente a importância do desenvolvimento de novas tecnologias e cadeias de produção que sejam capazes de atender à demanda mundial de energia de forma sustentável tanto ambientalmente quanto financeiramente, viabilizando a transição energética de forma atraente para o mercado econômico global.

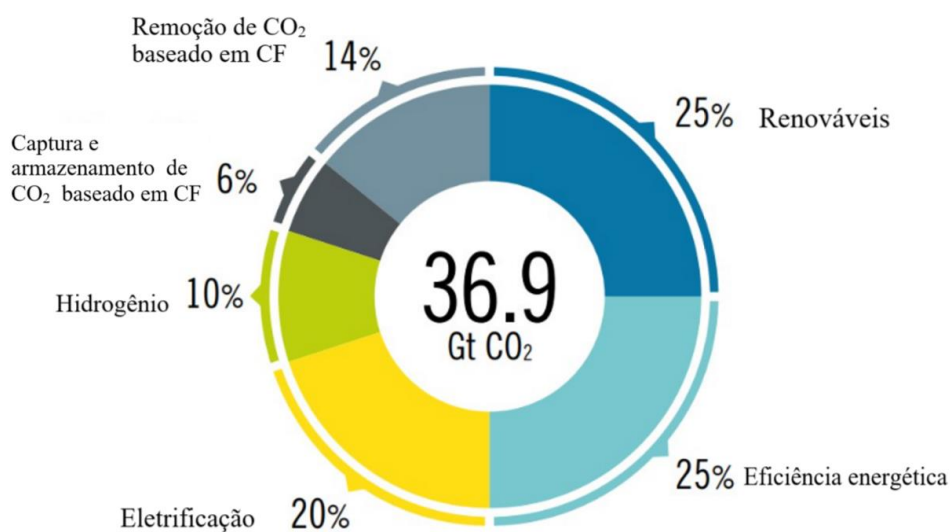


Figura 1 - Reduzindo emissões até 2050 através de 6 rotas tecnológicas

Fonte: adaptado de IRENA, 2022



Apesar do desafio de redução da emissão de dióxido de carbono, é esperado que mais de 90% da redução poderia acontecer por meio das medidas determinadas no Acordo de Paris. Somado a isso, até 2050, em um cenário onde a participação das energias renováveis na matriz energética tenha aumentado para 65%, estima-se que sua contribuição seja de até 41% das reduções de emissões (IRENA,2019a).

## 1.2 Motivação

Nesta conjuntura, o hidrogênio se encontra como uma fonte energética renovável importantíssima para possibilitar a transição a um futuro de energia sustentável, devido à sua capacidade de entregar e armazenar energia útil. O hidrogênio possui alta flexibilidade de produção, não é tóxico, não produz poluentes durante seu uso, é o elemento químico mais abundante do universo e 70% da superfície da Terra é composta por água ou compostos orgânicos, matérias primas para geração de hidrogênio (SOUZA, 2018).

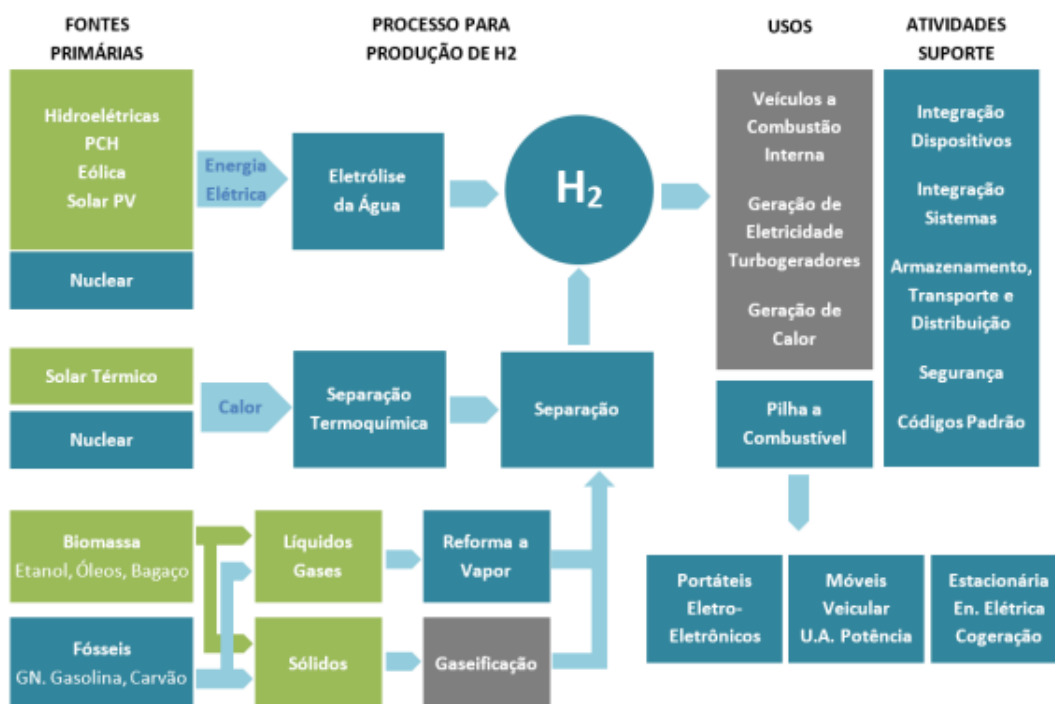


Figura 2 - Representação esquemática de rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio  
Fonte: EPE, 2022

Sendo um combustível livre de carbono e possuindo o maior teor de energia em comparação com qualquer combustível conhecido, o hidrogênio é globalmente aceito como uma forma secundária ambientalmente benigna de energia renovável, alternativa aos combustíveis fósseis (Nikolaidis e Poullikkas, 2017).

Tabela 1 - Valores de poder calorífico superior e inferior para vários combustíveis

Combustível	Estado em pressão e temperatura ambiente	kJ/kg	
		PCS	PCI
Hidrogênio	Gás	141,9	119,9
Metano	Gás	55,5	50
Etano	Gás	51,9	47,8
Gasolina	Líquido	47,5	44,5
Diesel	Líquido	44,8	42,5
Metanol	Líquido	20	18,1

Fonte: Adaptado de Nikolaidis e Poullikkas, 2017

De um ponto de vista logístico, apesar da complexidade para a sua distribuição imposta pela sua baixa densidade, a flexibilidade do hidrogênio lhe confere um grande diferencial. Se comparado à energia elétrica, por exemplo, a possibilidade de ser utilizado como um portador de energia química, composto de moléculas e não apenas elétrons, facilita o armazenamento e o transporte de forma estável, similar a outras fontes tais como o petróleo, carvão, biomassa e gás natural (AHK, 2021). Assim, o hidrogênio tem potencial de substituir o gás natural na produção de energia e calor, e inclusive, de se fazer presente em setores mais difíceis de descarbonizar, como as indústrias químicas e metalúrgicas ou até mesmo o setor dos transportes, uma vez que a sua combustão não tem impacto ambiental (Papadis & Tsatsaronis, 2020).

### 1.3 Objetivos

Dado o cenário de urgência da transição da matriz energética, da possível relevância do hidrogênio neste processo e da falta de incentivos para a evolução do mercado de energia sustentável, evidencia-se a importância do desenvolvimento de estudos que contribuam para a análise e otimização dos processos de produção desta fonte de energia sustentável. Este trabalho, portanto, se propõe a desenvolver uma revisão bibliográfica acerca dos principais pontos relativos à produção do hidrogênio, do seu posicionamento no mercado energético atual e ao final avaliar sua relevância em 2 cenários de possíveis aplicações, geração elétrica e transporte rodoviário, utilizando dados encontrados na literatura para simular sua influência na descarbonização destes setores, calculando valores de redução de emissões para a substituição de gás natural e carvão por hidrogênio de diversas rotas.

### 1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado em 5 partes principais. Na primeira parte, introdução, o assunto foi abordado de forma geral, contextualizando os objetivos mundiais de sustentabilidade e a transição energética. Em sequência, é abordado o potencial do hidrogênio para contribuir com este processo, o motivador deste trabalho, e por último os objetivos desejados com o estudo. Na segunda parte, é desenvolvida uma revisão da literatura, buscando rever os conceitos principais das formas de produção, as tecnologias de armazenamento e distribuição e ao final foi contextualizado os usos atuais e potenciais e a participação do hidrogênio no

cenário energético nacional e mundial. Na terceira parte, é explicitada a metodologia que será utilizada para busca de dados durante a revisão bibliográfica, tratamento dos dados concatenados e realização das simulações objetivadas no estudo. Na quarta parte, são expostos os resultados obtidos através das simulações junto a análises comparativas técnicas sobre estes resultados. E, por último, na quinta parte, são feitos comentários conclusivos a respeito do conteúdo levantado como um todo, fazendo um paralelo entre as informações coletadas durante a revisão e o que os resultados indicam.

## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1 Geração de Hidrogênio

Apesar de sua abundância com elemento (H), o hidrogênio ( $H_2$ ) não existe por si só na natureza. Para sua utilização como fonte energética, ele deve ser produzido a partir de qualquer fonte de energia primária e pode ser usado como combustível para combustão direta em um motor de combustão interna ou em uma célula a combustível, produzindo apenas água como subproduto (EPE,2022).

Existe uma ampla variedade de processos para produção de  $H_2$ , que são divididas em 2 grandes categorias de acordo a matéria prima utilizada. A primeira categoria contempla as produções a partir de combustíveis fósseis e a segunda categoria abrange os métodos usando recursos renováveis (Nikolaidis e Poullikkas, 2017).

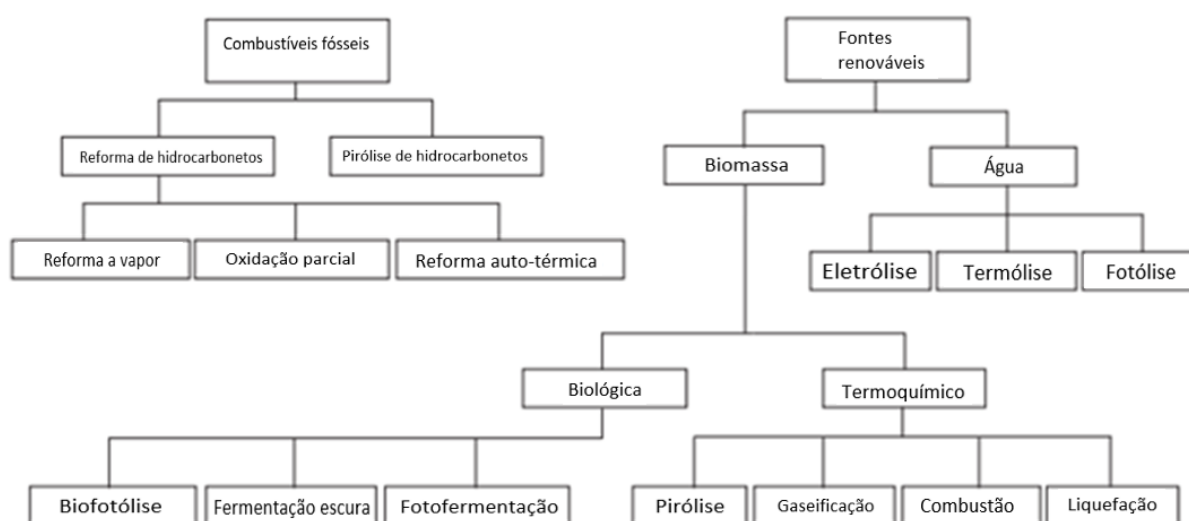


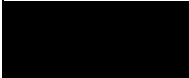








Figura 3 - Métodos de produção de hidrogênio

Fonte: Adaptado de Nikolaidis & Poullikkas, 2017

As principais formas de produção são classificadas de acordo com um esquema de cores, levando em consideração a matéria-prima utilizada, o processo de produção (tecnologia utilizada) e a ocorrência ou não de emissão de  $CO_2$ . Atualmente, a maior parte do hidrogênio é produzida a partir de combustíveis fósseis e, principalmente, pela reforma a vapor do gás natural (hidrogênio cinza) e da gaseificação do carvão (hidrogênio marrom).

Com olhos em um futuro sustentável, o hidrogênio verde produzido com eletrólise de água a partir de eletricidade renovável (solar, eólica e hídrica), tem chamado a atenção do mercado energético e criado muita expectativa em cima do seu crescimento. Neste “gap” de sustentabilidade e competitividade econômica que os chamados hidrogênios azuis (produzido a partir de energia fóssil, com CCS) podem se tornar extremamente relevantes, difundindo o uso do hidrogênio e trazendo investimentos necessários para a consolidação do seu mercado.

Tabela 2 -  
Classificação  
do  
hidrogênio  
em escala de  
cores. Cor

Cor	Classificação	Descrição
	Hidrogênio Preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito) sem CCUS
	Hidrogênio Marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
	Hidrogênio Cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
	Hidrogênio Azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), com CCUS
	Hidrogênio Turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO <sub>2</sub>
	Hidrogênio Verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar)
	Hidrogênio Musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS
	Hidrogênio Rosa	Produzido com fonte de energia nuclear
	Hidrogênio Branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico

Adaptado de EPE (2021)

Uma grande vantagem para um posicionamento estratégico do hidrogênio no mercado de energético é a sua proveniência de várias matérias primas. A possibilidade de produção a partir de diversas fontes renováveis e não renováveis garantem efetivamente o abastecimento constante do mercado, fazendo com que flutuações de preço sejam muito menos prováveis de ocorrer e aumentando sua confiança entre investidores (Chantre, 2022).

A escolha de fontes de energia de hidrogênio é a base da cadeia da indústria de energia de hidrogênio. A seleção do método de produção de hidrogênio deve ser embasado na proteção ambiental, eficiência energética e competitividade econômica de acordo com o uso e local a ser aplicado (EPE, 2021).

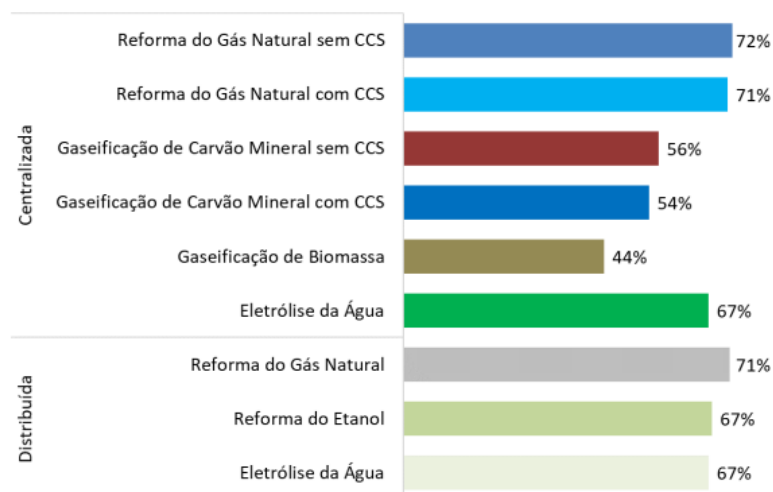


Figura 5 - Eficiências típicas de conversão em processos de produção de hidrogênio  
Fonte: PNNL (2020b)

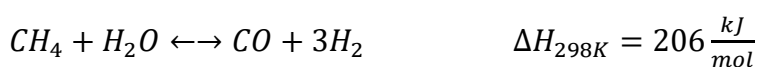
Figura 4 - Eficiências típicas em processos de produção de hidrogênio

Fonte: EPE, 2021

### 2.1.1 Hidrogênio de fontes fósseis

Naturalmente, por serem as fontes energéticas preponderantes no mercado de hidrogênio atual, as tecnologias envolvidas nestes processos já estão maduras e em estados bem avançados de otimização. Para a produção de hidrogênio a partir de gás natural, a reforma de vapor é a técnica preponderantemente utilizada e, portanto, será a tecnologia de conversão a partir de GN focada neste estudo. Este processo já se encontra em um estado bastante maduro e é o mais utilizado no mundo para a produção de hidrogênio (SOUZA, 2018; OLATEJU et al., 2017; U.S. DOE, 2021a).

Na reforma a vapor, o hidrogênio é produzido a partir da alimentação de metano e vapor d'água a um reator, onde ocorre uma reação catalítica, que gera gás reformado (composto majoritariamente de hidrogênio e monóxido de carbono) (EPE, 2022; Wei-Hsin Chen, 2020). O processo é representado pelas equações químicas abaixo:



(Equação 1)



(Equação 2)

A equação 1 demonstra que esta primeira reação é consideravelmente endotérmica, ou seja, necessita de fornecimento de energia ao sistema. Esta característica do processo encarece os custos de operação, já que para que ocorra se faz necessária elevar bastante as temperaturas, entre 650° e 900 °C (SOUZA, 2018; OLATEJU et al., 2017).

A equação 2 representa a reação de deslocamento gás-água ou reação de shift. A reação é reversível, moderadamente exotérmica e busca converter o CO em CO<sub>2</sub> ao reagi-lo com vapor d'água, produzindo assim mais H<sub>2</sub>. O processo

é desencadeado quando o monóxido de carbono e o vapor coexistirem em um ambiente e a barreira de energia da reação química é superada. O oxigênio contido na água é transferido para o monóxido de carbono, o monóxido se transforma então em dióxido de carbono e a água se torna a fonte do hidrogênio (Wei-Hsin Chen, 2020).

Os produtos da reação são uma mistura de  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  e  $H_2O$ . O hidrogênio é recuperado desta mistura gasosa através de um processo de separação, geralmente por adsorção com oscilação de pressão (PSA – *pressure swing adsorption*). O PSA é um processo físico que depende da ligação física seletiva de moléculas de gás. O hidrogênio, sendo não polar e altamente volátil não é adsorvido pelo material adsorvente. Na figura abaixo, está representado um diagrama simplificado do processo. Ressalta-se que o  $CO_2$  está presente em três fluxos que são descritos como gás reformado (1), gás residual da PSA (2) e gás de combustão (3) (Shahani & Kandziora, 2014).

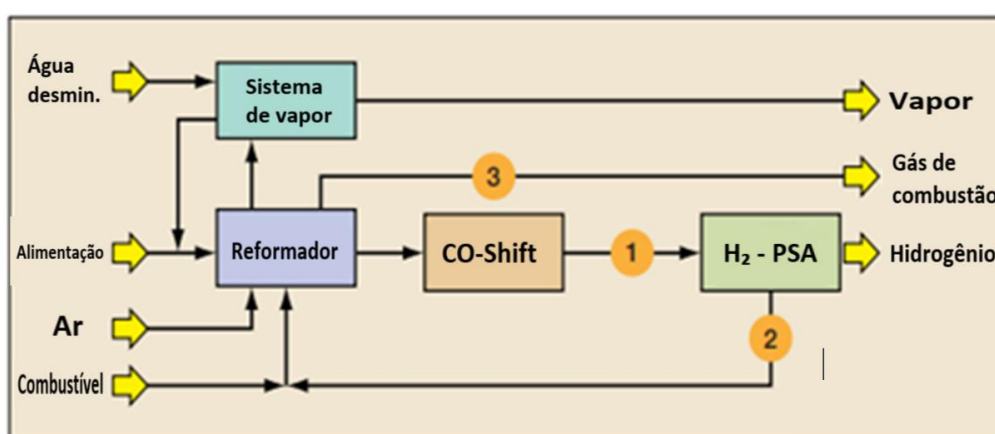


Figura 5 - Esquemático de reformador a vapor do metano

Fonte: Shahani & Kandziora, 2014

Tabela 3 - Fluxos contendo  $CO_2$

	Fluxo	Pressão [psig]	$CO_2$ % do total
Gás reformado	1	350	60
Gás residual da PSA	2	5	60
Gás de combustão	3	Ambiente	100

Adaptado de Shahani & Kandziora, 2014

No processo da reforma, o gás natural é também utilizado para fornecer energia necessária para a reação, mantendo as temperaturas elevadas. Entre 35% e 40% do gás é queimado como combustível para este fim e o restante é utilizado como matéria-prima (SOUZA, 2018).

O SMR – *Steam Methane Reforming* do gás natural, como já mencionado, se posiciona mundialmente como a tecnologia mais utilizada para a produção de  $H_2$ , mas convive com outros processos de produção também reconhecidos e maduros. A produção de hidrogênio, a partir do gás natural, também é comumente realizada

através do processo de reforma auto térmica (ATR - *auto-thermal reforming*) e oxidação parcial. O processo ATR apresenta as mesmas etapas básicas da reforma a vapor (purificação do gás, reforma do metano, reações de shift, remoção do CO<sub>2</sub>) e combina a oxidação parcial do metano. No ATR, a liberação de calor da reação exotérmica da oxidação parcial supre a reação endotérmica da reforma, não se fazendo necessário o suprimento de energia (equação 3). Na sequência, tal como nas plantas SMR, é realizada a reação de shift (equação 2) com o objetivo de maximizar a conversão do CO e a produção de H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> (EPE, 2022).

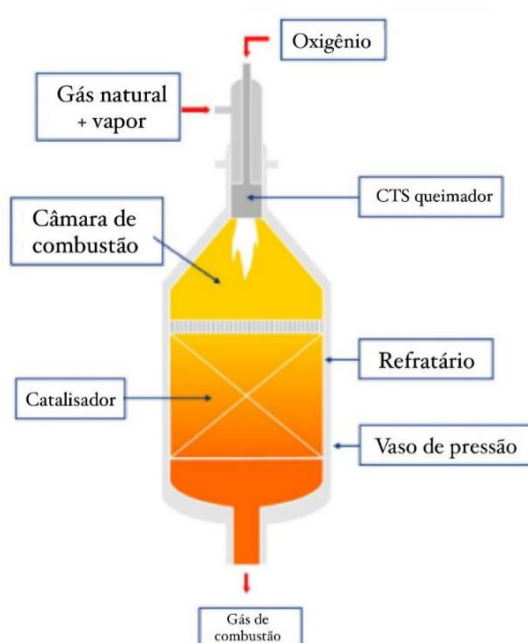
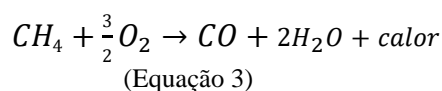
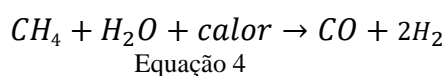


Figura 6 - Um projeto de reator típico do sistema autotérmico

Fonte: adaptado de Faye et al. 2022

Já o processo de oxidação parcial é um outro método de reforma que converte hidrocarbonetos oxigenados em gás de combustão. Ocorre quando a quantidade de oxigênio alimentada no reformador está abaixo da quantidade necessária para oxidação completa e produz H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e CO. Em oxidação completa o combustível ou reagente queima completamente, reduzindo o rendimento de hidrogênio, logo para otimizar o rendimento é essencial o monitoramento do suprimento de oxigênio. A equação 4 descreve a oxidação parcial de hidrocarboneto.





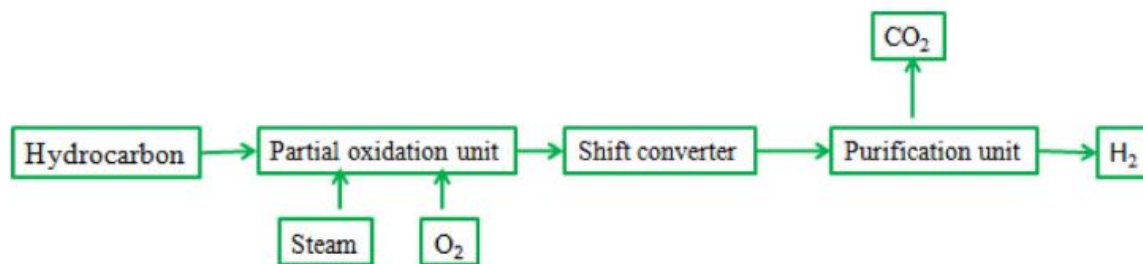
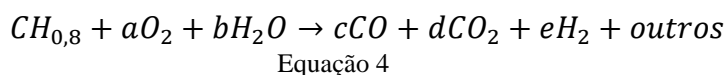


Figura 7 - Resumo de componentes de uma típica unidade de oxidação parcial

Fonte: adaptado de Faye, 2022

Outro processo muito reconhecido é a gaseificação, utilizada em diversas matérias-primas fósseis e renováveis. Assim, a produção de hidrogênio a partir de carvão mineral sem CCUS gera o chamado hidrogênio marrom. A gaseificação de carvão como tecnologia de geração de energia tem muita popularidade devido à pronta disponibilidade global da matéria-prima e é uma tecnologia largamente utilizada não só para a produção de hidrogênio, mas também para produção de energia, combustíveis líquidos e produtos químicos. Neste processo de geração de hidrogênio, assim como no SMR, o objetivo é converter o combustível em uma mistura gasosa chamada de gás de síntese. O carvão reage com oxigênio e vapor sob altas pressões e temperaturas para formar o gás de síntese, vide equação 4, e em seguida, assim como no processo do gás natural, o monóxido de carbono reage com o vapor através da reação de shift, vide equação 2. Esta reação produz hidrogênio e dióxido de carbono adicionais (Jensen et al., 2021). bem como questões ambientais positivas associadas a essa tecnologia em relação a outras tecnologias de combustão.



### 2.1.2 CCS e o Hidrogênio azul

Com a necessidade de uma transição para uma economia de baixo carbono e o objetivo de emissão líquida nula até 2050 (NZE - *net zero emissions*), existe um interesse crescente no hidrogênio azul. O mesmo é produzido a partir de combustíveis fósseis, de modo que uma parcela das emissões de CO<sub>2</sub>, podendo chegar até a 90% das emissões associadas à sua produção, são capturadas e sequestradas através das técnicas de CCS (Oni et al., 2022).

O “trade-off” para a produção de hidrogênio cinza em comparação à de hidrogênio azul está relacionada aos preços das emissões de CO<sub>2</sub> e aos custos de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (World Energy Council, 2018). Embora a viabilidade técnica da CCS tenha sido comprovada, sua integração em processos industriais ainda não é amplamente difundida. Hoje existem apenas 4 em plena operação e mais 20 em nível avançado de desenvolvimento (Global, CCS Institute, 2021). O principal desafio por trás da integração da

captura de CO<sub>2</sub> em uma planta é a complexidade da planta existente e o aumento dos custos de produção (National Research Council and National Academy of Engineering, 2004).

Tabela 4 - Custo de investimento, eficiência e pegada de carbono das tecnologias de produção do hidrogênio

Tecnologia	Custo de investimento (€ <sub>2019</sub> · GJ <sup>-1</sup> · a)			Eficiência (%)	Pegada de carbono (kgCO <sub>2</sub> eq/kgH <sub>2</sub> )
	2020	2030	2050		
Reforma a vapor do metano (SMR)	8,8	7,3	7,0	76-85	11,4
Reforma a vapor do metano (SMR) + CCS	14,4	13,7	13,4	65-70	4,7
Gaseificação do carvão	9,1	7,6	7,3	60-70	26,99
Gaseificação do carvão + CCS	14,6	13,9	13,6	56-60	7,66
Eletrólise	39,4	19,7	9,8	68-85	6,1

Fonte: Adaptado de Navas-Anguila *et al.*, 2021

Existem várias técnicas de CCS disponíveis comercialmente e para a escolha da tecnologia a ser utilizada avalia-se quanto CO<sub>2</sub> precisa ser capturado, a pureza desejada do CO<sub>2</sub> e o custo de energia e vapor. As tecnologias mais utilizadas para captura de CO<sub>2</sub> em SMRs são o PSA e a absorção com solventes baseados em aminas (Shahani e Kandziora, 2014).

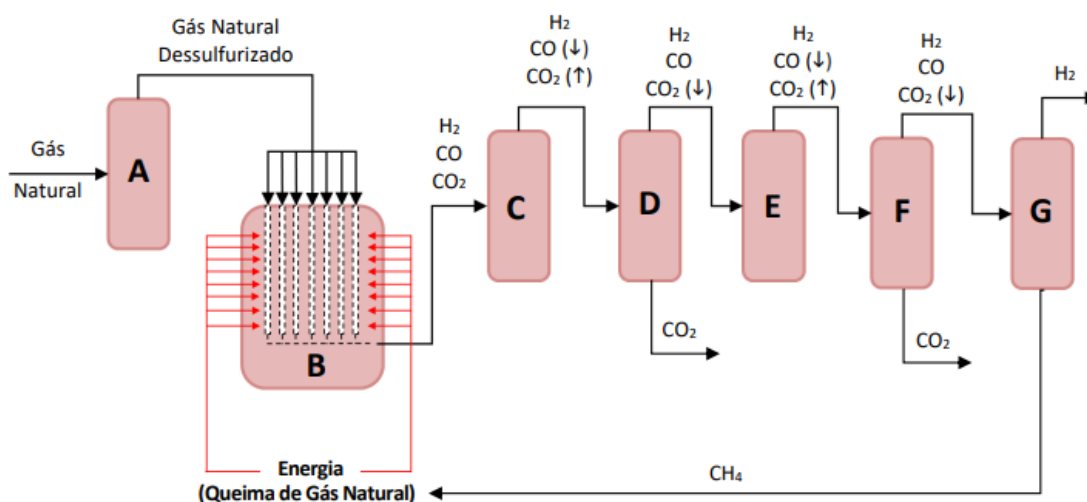


Figura 8 - Representação da reforma a vapor com remoção de CO<sub>2</sub> por solventes

Fonte: SOUZA, 2018 e VELAZQUEZ ABAD & DODDS, 2017

Notas: (A): Dessulfurizador (B): Reformador (C): Convertor de shift (primeiro estágio) (D): Absorvedor de CO<sub>2</sub> (primeiro estágio) (E): Convertor de shift (segundo estágio) (F): Absorvedor de CO<sub>2</sub> (segundo estágio) (G): Metanador

O processo PSA é baseado em uma ligação física de moléculas de gás a um material adsorvente. As forças atrativas entre as moléculas de gás e o material

dependem do componente gasoso, tipo de material adsorvente, pressão parcial do componente gasoso e temperatura de operação. Deve-se notar que os SMRs mais modernos requerem um PSA para produzir  $H_2$  puro. Se a opção de captura de  $CO_2$  for um PSA, é necessário um PSA adicional. Este processo de PSA pode ser aplicado ao fluxo de gás reformado (1) ou ao gás residual do  $H_2$  PSA (2).

Definir o estágio em que ocorrerá a captura de gás é essencial para definição de tecnologias de separação. Como esses dois fatores estão diretamente relacionados, é possível fornecer a melhor tecnologia que atenda critérios de custo, implantação, tempo, pureza e abundância de  $CO_2$ . Os processos de captura utilizando líquidos sorventes com amina são os mais usados, com eficiências de captura de até mais de 90% (Leung et al., 2014). O processo de absorção de amina pode ser aplicado à corrente de gás reformado (1) e ao gás de combustão (3). Ver tabela 5 e figura 4. Como a pressão parcial do  $CO_2$  é diferente nessas duas correntes, são usados solventes diferentes nesses dois casos. O  $CO_2$  é posteriormente seco e comprimido conforme necessário (Shahani e Kandziora, 2014).

Tabela 5 - Tecnologias de captura de dióxido de carbono

	Fluxo	Pressão [psig]	$CO_2$ conc., mol	Captura de $CO_2$			
				PSA	Absorção	Membrana	Criogênico
Gás reformado	1	350	16-20	x	x		
Gás residual da PSA	2	5	40-45	x		x	x
Gás de combustão	3	Ambiente	10-18		x		

Adaptado de Shahani e Kandziora (2014)

Aproximadamente 40% do  $CO_2$  é gerado no reformador pela combustão do combustível e gás residual e aproximadamente 60% está presente no gás reformado, do qual o  $CO_2$  é rejeitado pelo PSA no gás residual. Em última análise, todo o carbono na alimentação acaba no gás de combustão. As características desses três fluxos são mostradas na Tabela 1 (Shahani e Kandziora, 2014).

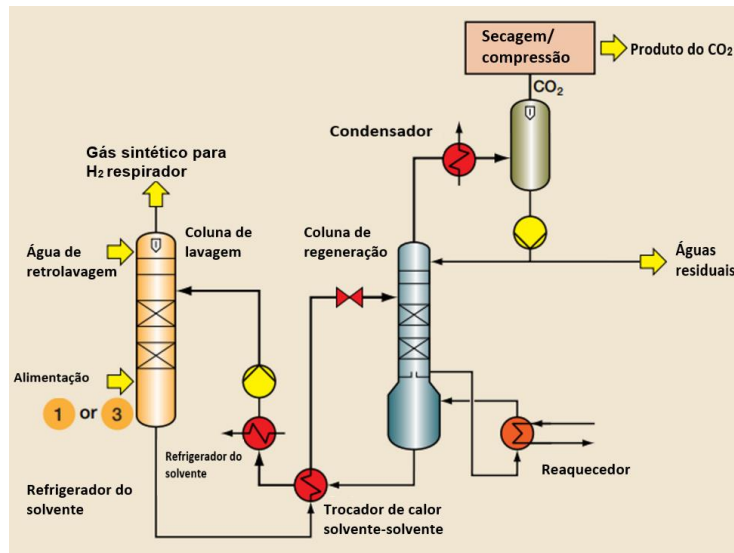


Figura 9 - Absorção de CO<sub>2</sub> com solvente baseado em amina

Fonte: adaptado de Shahani e Kandziora, 2014

Os produtos químicos utilizados no processo podem ser reciclados para serem reutilizados e o processo de separação do CO<sub>2</sub> requerem energia, adicionando custos consideráveis ao projeto envolvido (Jensen et al., 2021).

Após a captura, o CO<sub>2</sub> puro está apto para utilização, podendo ser aplicado para fins produtivos ou, por fim, destinado a armazenamento geológico, sendo sequestrado em formações geológicas profundas por um longo período. Milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> podem ser armazenadas em formações geológicas, como cavernas de sal. Os requisitos gerais para o armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> incluem porosidade, espessura e permeabilidade adequadas da rocha do reservatório, uma rocha de cobertura com boa capacidade de vedação e um ambiente geológico estável (Leung et al., 2014).

### 2.1.3 Hidrogênio verde

Enquanto as fontes fósseis ainda dominam o mercado global de hidrogênio, a redução gradativa de custo de recursos renováveis tem levado a uma crescente contribuição por parte destes na geração de energia elétrica. O interesse pelas energias renováveis, incluso o hidrogênio verde, está crescendo mundialmente.

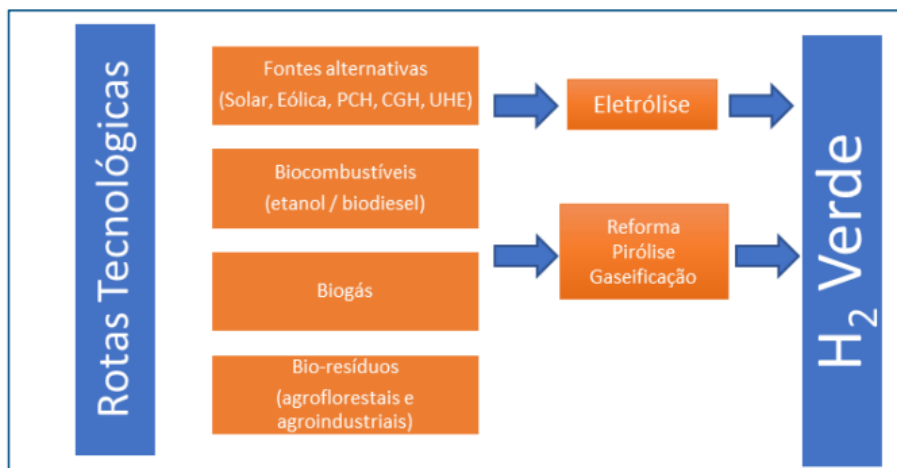


Figura 10 - Principais rotas tecnológicas de H<sub>2</sub> verde no Brasil

Fonte: AHK, 2021

Dentre estas rotas, a eletrólise é o processo mais viável atualmente, porém ainda corresponde ainda a apenas 0,04% da produção de hidrogênio global. A eletrólise é o processo de separar a água em hidrogênio e oxigênio usando eletricidade. As principais tecnologias para a eletrólise em aplicações para larga escala de produção de hidrogênio são eletrolisadores alcalinos (AEL) e eletrolisadores de membranas de eletrólitos poliméricos (PEM). Ainda assim, outras tecnologias como eletrolisadores de óxido sólido (SOE) se fazem relevantes (Lagioia et al., 2022). Abaixo estão apresentados esquemáticos de típicos eletrolisadores PEM e alcalinos.

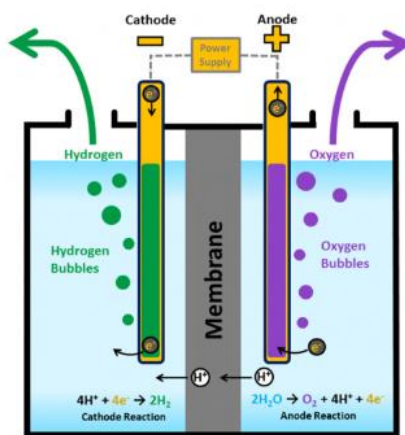


Figura 11 - Exemplo típico de um eletrolisador PEM

Fonte: Faye et al., 2022

Em um eletrolisador PEM, a água é introduzida no ânodo, onde é dividido em íons de hidrogênio (prótons). Os prótons fluem através da membrana para o cátodo para formar H<sub>2</sub>. Em AEL e SOEC, a água é dividida no cátodo e o H<sub>2</sub> obtido é separado em uma unidade externa.

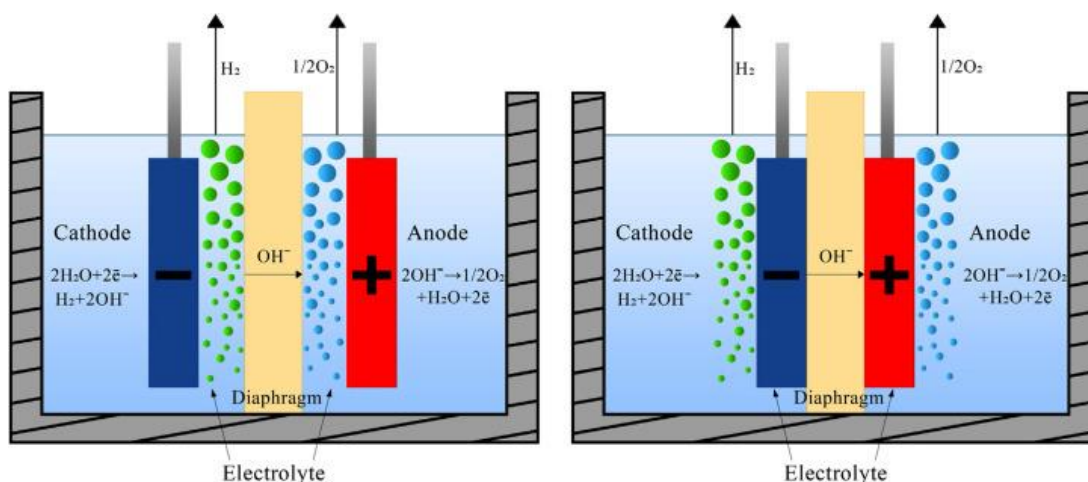


Figura 12 - Eletrolisador alcalino

Fonte: Tsoutsos, 2010

Essencialmente, os eletrolisadores PEM permitem maior níveis de pureza de hidrogênio, os AEL utilizam eletrodos de mais baixo custo, mas apresentam baixa eficiência de energia e os SOEC são uma tecnologia promissora que usa vapor a altas temperaturas, mas ainda não é amplamente disponível comercialmente (Lagioia et al., 2022). Na tabela abaixo está um resumo dos parâmetros de eletrólise da água de última geração.

Tabela 2.1 – Principais características dos eletrolisadores.

Tipo de tecnologia	AEL	PEM	SOEC
Eletrólito	20-40 %m de KOH	Água líquida	Vapor d'água
Temperatura de operação (°C)	60 – 90	50 - 80	700 - 900
Pressão de operação (bar)	10 – 30	20 - 50	1 - 15
Densidade de corrente (A.cm <sup>-2</sup> )	0,2 - 0,4 / 1,2	0,6 – 2,0	0,3 – 2,0
Área da célula (m <sup>2</sup> )	< 4	< 0,3	< 0,01
Consumo específico do stack (kWh <sub>el</sub> .Nm <sup>-3</sup> de H <sub>2</sub> )	4,2 -4,8	4,4 – 5,0	> 3,0
Consumo específico do sistema completo (kWh <sub>el</sub> .Nm <sup>-3</sup> de H <sub>2</sub> )	5,0 – 5,9	5,0 – 6,5	3,7–3,9 (4,7 kWhNm <sup>-3</sup> de H <sub>2</sub> )
Menor faixa dinâmica (%)	< 10-40	0 – 10	> 30
Pureza do gás	> 99,50 / > 99,95	99,99	99,90
Tempo de resposta	Segundos	Milissegundos	Segundos
Duração da partida a frio (min)	< 60	< 20	< 60
Vida útil (h)	60.000 – 90.000	20.000 – 60.000	< 10.000
Maturidade	Madura	Comercial	Demonstração
Custo de capital (€.kW <sup>-1</sup> )	800 – 1 500	1 400 – 2 100	> 2 000

Fonte: adaptado de TENHUMBERG e BÜKER, 2020.

Diferentemente do AEL e do PEM, o SOEC opera em altas temperaturas e parte da energia necessária para a separação da água podem ser fornecida como calor (TENHUMBERG e BÜKER, 2020). Apesar de ainda estar em fase de demonstração e não estar comercialmente disponível, o SOEC apresenta consumos reduzidos em  $\text{kWh}_{\text{el}}.\text{Nm}^{-3}$  de  $\text{H}_2$  se comparado às outras duas tecnologias. Averigua-se também, naturalmente, que de acordo com a maturidade da tecnologia, a vida útil é crescente e o custo de capital é decrescente.

Em contrapartida, o hidrogênio verde atualmente ainda apresenta muitas desvantagens principalmente ligadas à sua viabilidade econômica. O custo de sua produção, atualmente é 3 a 6 vezes maior do que a produção do hidrogênio cinza, consequentemente, a produção desse hidrogênio constitui apenas 5% do total de produção do hidrogênio (Panchenko et al., 2022).

Do ponto de vista termodinâmico, é pouco interessante investir para converter eletricidade em um portador de energia inferior (hidrogênio) com ineficiências termodinâmicas significativas (Papadis e Tsatsaronis, 2020). Além disso, a utilização de um recurso energético variável, como a energia solar e eólica, leva à necessidade de superdimensionamento dos equipamentos. Isso resulta em maiores custos de investimento e capacidade ociosa dos eletrolisadores, problemas que são carregados para o custo final do hidrogênio gerado a partir destas fontes.

## 2.2 Armazenamento e transporte

Em todas as rotas do hidrogênio, inúmeros desafios existem a serem resolvidos; porém, o armazenamento e transporte é um desafio à parte. O hidrogênio é complicado de se armazenar devido à sua densidade volumétrica extremamente baixa. Além disso, é um gás explosivo, o que afeta a preocupação e custos com segurança. Por conta disso, sua logística e transporte são complicados e custosos. No ano de 2005, para evitar custos e complicações relacionadas ao transporte, 83% do hidrogênio era produzido no local de consumo final (Santos & Santos, 2005).

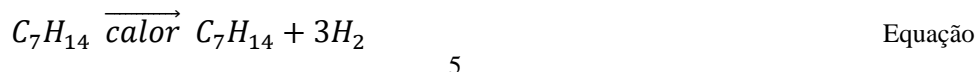
O hidrogênio deve se tornar denso em energia para ser armazenado e transportado. Para tal, as 3 opções mais comumente usadas para armazenamento são as de compressão como gás usando tanques de alta pressão, liquefação usando tecnologia criogênica ou armazenamento via carreadores de hidrogênio orgânicos líquidos (LOHC - *Liquid Organic Hydrogen Carriers*). Além destas opções, ainda é válido mencionar as técnicas de absorção do gás em sólido (ligação de carbono com átomos de hidrogênio) e os hidretos de metálicos (metais com percentagem de pureza ou puros podem combinar-se com o hidrogênio (sob pressão)) (Santos & Santos, 2005).

Dentre os métodos de armazenamento de hidrogênio, o mais conhecido é da compressão em cilindros de alta pressão. Existem atualmente novos tipos de cilindros feitos com compósitos que são mais leves e capazes de aguentar pressões de até 800 bar, o que eleva a densidade do  $\text{H}_2$  armazenado para  $36 \text{ kg/m}^3$  e reduz as emissões da distribuição (Faye et al., 2022).

Uma outra opção para armazenamento é a liquefação do hidrogênio. Neste estado, o hidrogênio líquido a 1 bar tem uma densidade de  $71 \text{ kg/m}^3$  em comparação com  $0,0899 \text{ kg/m}^3$  em condições ambientais na fase gasosa (Wulf, 2018). Porém, para tal o hidrogênio precisa ser resfriado até 21K e a energia necessária para

realizar este processo é de em torno de 12,5 e 15,5 kWh/kg H<sub>2</sub>, o que equivale a cerca de 38–47% do PCI do H<sub>2</sub> (BARTELS, 2008).

Os LOHC são hidrocarbonetos que se ligam ao hidrogênio em uma reação catalítica. Um exemplo comumente usado é o tolueno/metilciclohexano (MCH).



Na equação 5 está representada a desidrogenação no exemplo de tolueno/metilciclohexano. Estes carreadores requerem para o processo de conversão de H<sub>2</sub> em torno de 30% da energia de H<sub>2</sub> carregada (IRENA, 2019). Uma das grandes vantagens dos LOHC em comparação ao hidrogênio liquefeito ou comprimido é a sua manuseabilidade. Durante a distribuição, o LOHC pode ser manuseado como diesel em temperatura ambiente, o que simplifica muito o processo (Wulf, 2018). Na tabela abaixo estão resumidas vantagens e desvantagens associadas aos principais métodos de armazenamento do hidrogênio

Tabela 6 - Resumo de vantagens e desvantagens de vários métodos de armazenamento do hidrogênio

Métodos de armazenamento	Vantagens	Desvantagens
Hidrogênio comprimido	Disponível comercialmente	Baixa capacidade volumétrica, alta pressão, controle de calor durante carregamento é necessário, problemas de segurança
Estado líquido	Disponível comercialmente	Alta perda de energia na liquefação, controle de calor para diminuir o efeito fervente; Temperatura criogênica (-253°C) problemas de segurança, necessita de um refrigerador
Compressa criogênica	Alta capacidade volumétrica	Alta energia de compressão/liquefação. temperatura criogênica, exige um refrigerador interno de alto custo
Armazenamento sólido	Reversível a bordo, alta densidade volumétrica	Dessorção de alta temperatura de H <sub>2</sub> , para (metal, hidreto de metal, hidretos complexos), controle de calor necessário durante o carregamento. baixa densidade volumétrica no caso de materiais de carbono



Amônia	Alta capacidade de armazenamento de hidrogênio foi obtido (17,8 wt%), Alta temperatura de autoignição (650°C)	Toxicidade, necessidade de muita energia
LOHC	Seguro e relativamente barato, alta gravimetria e armazenamento volumétrico de hidrogênio	alta pressão requerida, alta temperatura de reação para tanto a hidrogenação quanto para a desidrogenação

Fonte: Adaptado de Faye et al., 2022

Além da geração e armazenamento, encontrar meios adequados de transporte de hidrogênio é um passo crítico na implementação do hidrogênio para cada situação. Em casos de curtas distâncias (~100km) os containers/cilindros de gás comprimido costumam ser a opção utilizada. O consumo de energia não renovável para o transporte destes cilindros torna crucial para estes casos a avaliação de emissões de gases do efeito estufa, que costuma ter influência considerável na pegada de carbono total da rota.

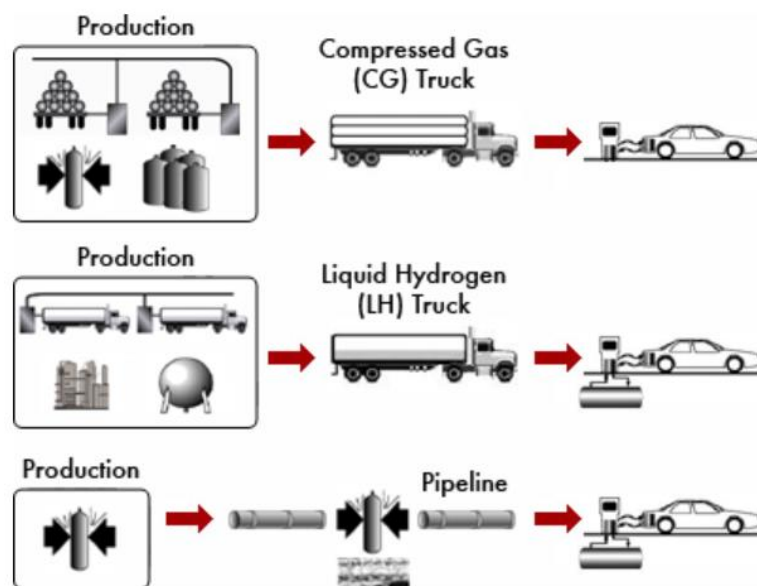


Figura 13 - Os principais meios de transporte de hidrogênio e utilitários associados

Fonte: Adaptado de Faye et al., 2022

O transporte através de dutos é a opção mais econômica para grandes distâncias (300 km ou mais) e grandes usinas de energia (\$2,73/kgH<sub>2</sub>). Do ponto de vista ambiental, o transporte em larga escala por dutos é considerado a melhor opção também. Em compensação, este tipo de distribuição exige um investimento inicial viável apenas para projetos de longo prazo, que é aumentado pelo problema constante de fragilização dos materiais das tubulações por conta do hidrogênio, que causam a degradação de propriedades mecânicas e rachaduras resultando em falhas das estruturas. A gravidade desta questão depende do material do duto e das condições de temperatura e pressão de operação. A alternativa de misturar hidrogênio com gás natural vem sendo discutido para minimizar esses riscos,

podendo reduzir a resistência ao atrito da tubulação e aumentando a vazão (Faye,2022) (Wulf, 2018).

Tabela 7 - Emissões para diferentes estados e tipos de transporte

Estado do hidrogênio + Modal	Emissões Equivalentes (kgCO <sub>2</sub> eq / kg H <sub>2</sub> )		
	Compressão/Liquefação	100km	400km
H <sub>2</sub> comprimido (C H <sub>2</sub> ) + Rodoviário	Não discriminada	1,25	3,06
H <sub>2</sub> comprimido + Dutos	Não discriminada	0,17	0,26
LOHC + Rodoviário	Não discriminada	3,4	4,28
H <sub>2</sub> líquido (Ele. Eólica) + Rodoviário	0,24	-	0,63
H <sub>2</sub> líquido (Ele. Solar) + Rodoviário	1,69	-	0,63

Fonte: adaptado de Wulf et al. (2018).

### 2.3 Uso Final e o Mercado do Hidrogênio

Em 2018, a demanda mundial por hidrogênio foi de 115 Mt, sendo 73 Mt de hidrogênio puro (IEA, 2019). A produção de amônia para fertilizante e o refino do petróleo responderam por 96% da demanda de hidrogênio puro (EPE, 2022). Uma pequena parte já é utilizada para carros a combustível enquanto aplicações em maior escala para geração de energia, aquecimento residencial e em setores industriais são esperados num futuro próximo (Nikolaidis & Poullikkas, 2017). A União Europeia, em geral, e a Alemanha, em particular, já anunciaram políticas para financiar investimentos em plantas de hidrogênio em outros países a fim de contribuir para a consolidação do mercado mundial de hidrogênio para fins energéticos (EPE, 2021).

Estima-se que para um cenário de desenvolvimento sustentado a demanda global por hidrogênio puro aumentará para 520 Mt em 2070, totalizando 13% da demanda de energia (IEA, 2020). As projeções para o aumento na demanda de hidrogênio consideram dois momentos distintos, alinhados com suas duas grandes categorias. Em um primeiro momento no qual ainda serão largamente utilizados combustíveis fósseis para consumo, a produção do hidrogênio será principalmente vinda destas matérias primas e onde a captura, o armazenamento e a utilização de carbono (CCUS) pode desempenhar um papel imprescindível. (CHEN et al., 2010; WEC, 2020). Já o segundo momento, teremos a substituição dos combustíveis fósseis pelas fontes renováveis, acelerando o processo gradual de descarbonização dos setores industriais (U.S. DOE, 2020).

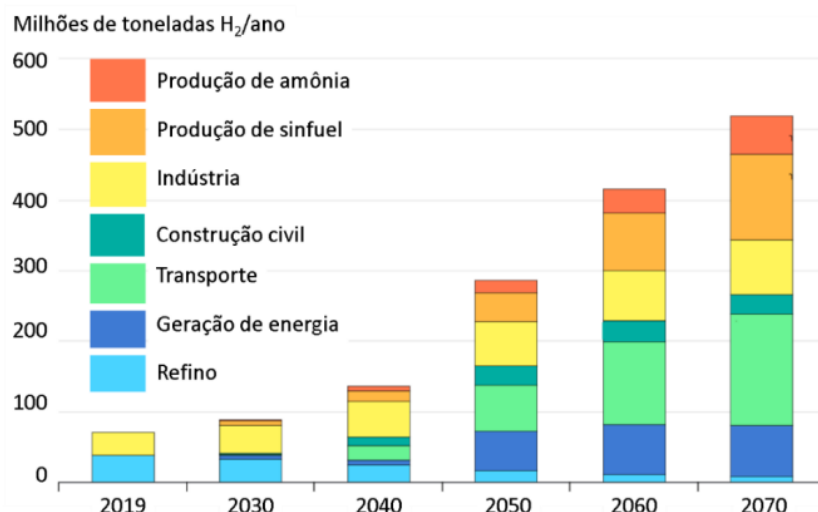


Figura 14 - Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070

Nota: A produção de amônia refere-se à navegação marítima, enquanto para usos como matéria-prima está incorporada no segmento Indústria.

Fonte: EPE, 2021

No momento atual, as produções de hidrogênio através de combustíveis fósseis seguem sendo os principais processos para sua obtenção, com o gás natural apresentando-se como a principal fonte utilizada. O gás natural responde por aproximadamente 75% da produção mundial de hidrogênio, seguido pelo carvão (23%). O restante da produção, correspondente a 2% do total, é produzido através de eletricidade, uso de óleo e por fim, uso de biomassa, em menor quantidade (IEA, 2019; SOUZA, 2018). Naturalmente, essa concentração dos meios de produção se deve aos custos envolvidos em cada um dos possíveis processos. Na figura abaixo, estão distintas faixas de custo de produção de hidrogênio para cada um destes processos.

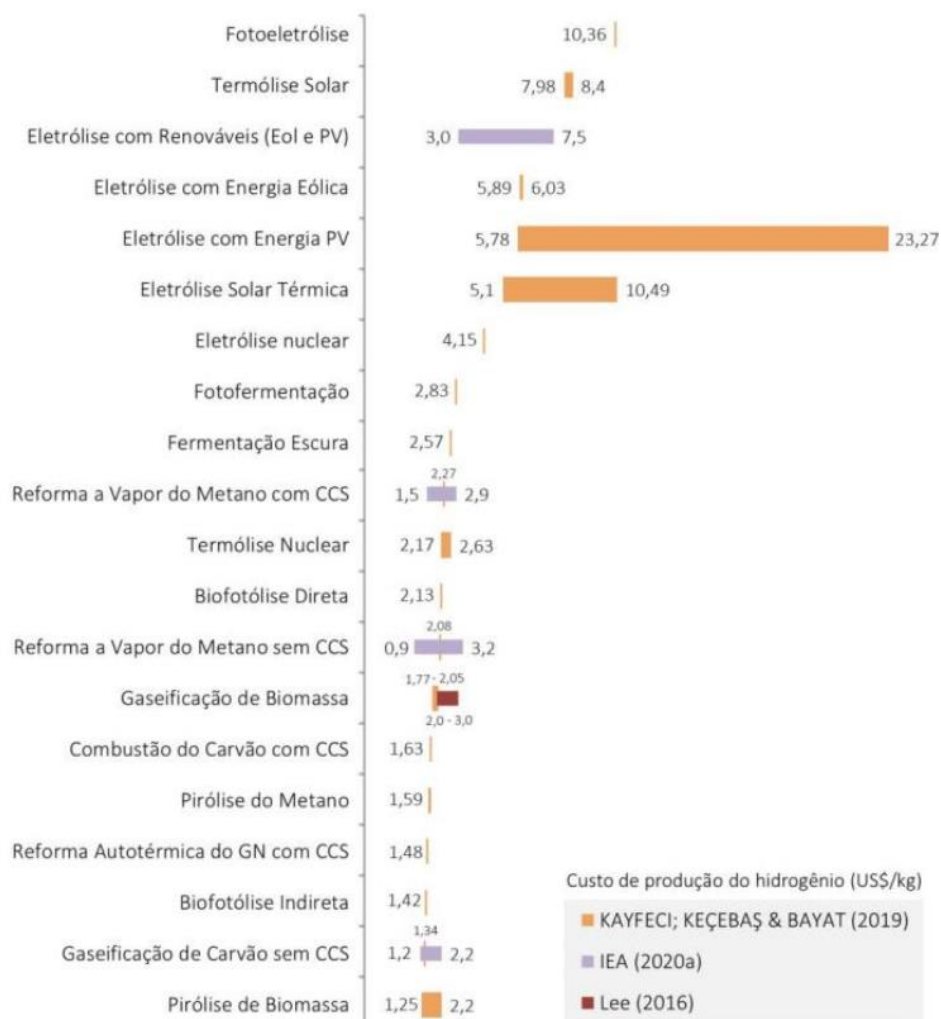


Figura 15 - Faixas de custo de produção do hidrogênio

Fonte: EPE, 2021

De fato, os processos baseados em combustíveis fósseis, atualmente, têm custo menor que as formas de produção renováveis. Vale mencionar que a eletrólise a partir de energia renovável (eólica e solar), ainda é a rota com os maiores custos.

Movido pela pressão para o cumprimento das metas de redução de emissões dos gases de efeito estufa (GEE), o hidrogênio “verde”, produzido por meio de fontes renováveis de energia, é atualmente reconhecido como elemento chave a transição energética (AHK, 2021). Porém esta rota de produção ainda enfrentará desafios em um futuro próximo pela sua falta de competitividade, como já mencionado, se não houver um desenvolvimento tecnológico que barateie seus meios de produção.

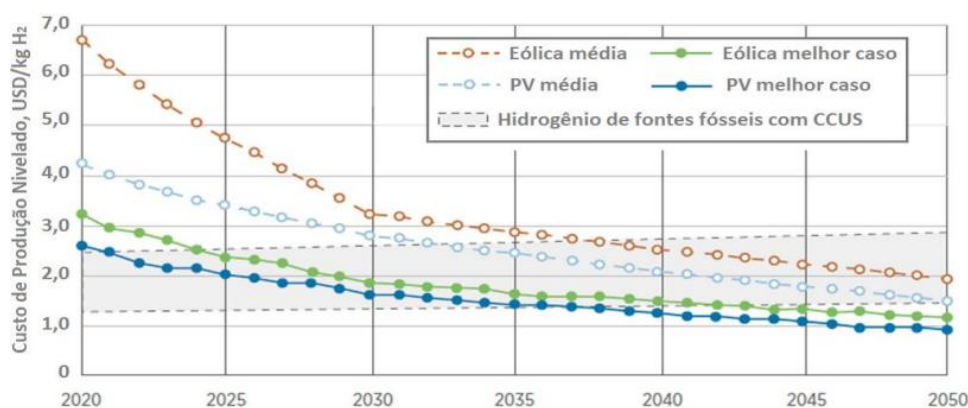


Figura 16 - Projeção da evolução de custos de produção de hidrogênio

Fonte: IRENA, 2019

Diversos setores da indústria que lidam com forte pressão para descarbonizar seus processos, como siderurgia e química, necessitam substituir os seus insumos por insumos limpos para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas ao processo e à matéria-prima. A fabricação de ferro e aço requer muito calor de processo, que geralmente é fornecido por meio de combustíveis fósseis como carvão e coque, utilizados como agentes redutores da produção. Portanto, a alocação de emissões é um desafio e o hidrogênio pode ter uma contribuição crucial na descarbonização como agente redutor (Papadis & Tsatsaronis, 2020; Barbir, 2009).

Além disso, o hidrogênio e os eletrocombustíveis (combustíveis sintéticos feitos pela mistura de hidrogênio com dióxido de carbono capturado) rodizados a partir dele desempenharão um papel significativo como meio de armazenamento energético graças à sua flexibilidade em comparação à eletricidade. Neste sentido, o hidrogênio pode acelerar a transformação de muitos setores, garantindo segurança energética e substituindo os combustíveis fósseis em atividades que tradicionalmente são grandes emissoras de GEE, como as indústrias petroquímica e cimenteira (Barbir, 2009).

Outro grande setor que pode ter o hidrogênio como um grande aliado à sua descarbonização é o setor de transportes. Motores de combustão interna movidos a hidrogênio podem não só substituir os combustíveis fósseis, bem como melhorar a eficiência destes motores. Veículos elétricos a célula de combustível são também alternativas com forte potencial para o uso final do hidrogênio neste setor (Papadis & Tsatsaronis, 2020).

## 2.4 Cenário energético nacional: panorama atual e perspectivas

O mercado do hidrogênio no Brasil, assim como no resto do mundo, se dá atualmente apenas na síntese de produtos e em processos industriais (AHK, 2021). Embora o hidrogênio tenha muita relevância para a indústria química, na produção da amônia, sua difusão como vetor energético ainda enfrenta grandes dificuldades. Na figura 14 abaixo, é apresentada a produção anual de H<sub>2</sub> no Brasil. Cabe mencionar que 95% da produção do Brasil é feita pela Petrobras para uso próprio nas aplicações de “refino” e “fertilizantes”.

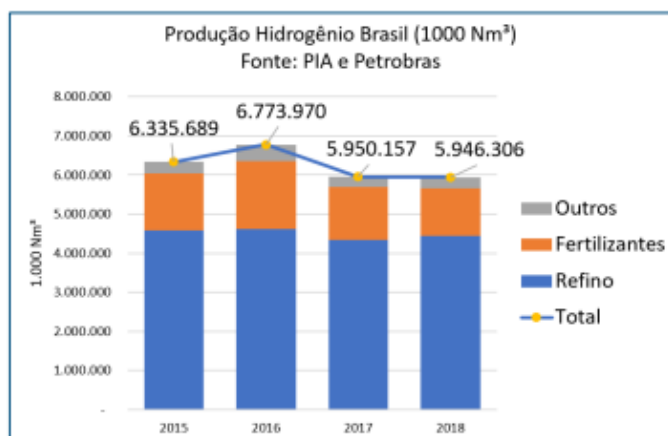


Figura 17 - Produção anual de hidrogênio no Brasil

Fonte: AHK, 2021

A produção de hidrogênio no Brasil se dá majoritariamente através do processo de reforma a vapor de gás natural e em menor uso, alternativamente, nafta e reforma catalítica (RC). Na figura 15, pode-se averiguar que a produção de H<sub>2</sub> para produção de fertilizantes entre 2015 e 2019 teve uma forte diminuição e a produção de H<sub>2</sub> cinza se manteve estável.

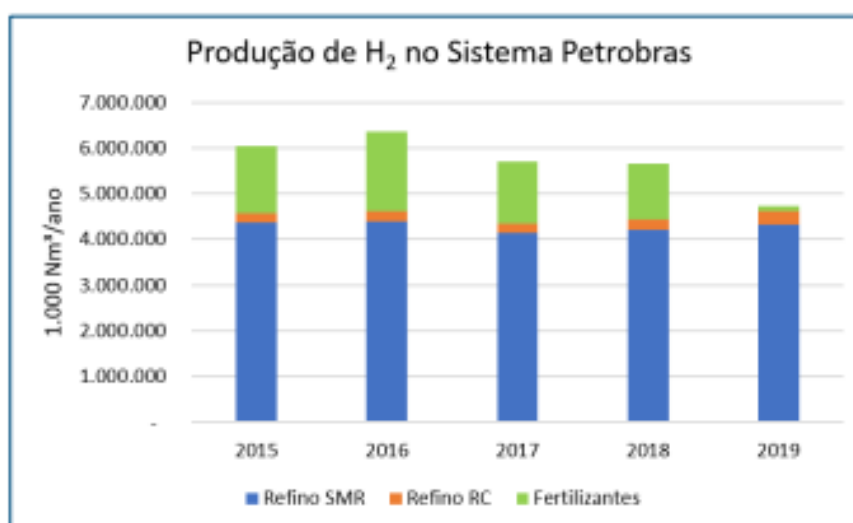


Figura 18 - Produção de hidrogênio na Petrobras

Fonte: AHK, 2021

É inegável que o hidrogênio pode exercer um papel muito maior no mercado energético brasileiro e na implementação de estratégias de investimentos para a descarbonização da sua matriz energética. Apesar do país possuir grande parte de sua matriz energética provenientes de fontes renováveis como hidrelétricas, ainda aproximadamente 15% da sua produção é feita diretamente a partir de gás natural e carvão. Estes combustíveis fósseis, como já discutidos podem servir de matéria prima para a produção de hidrogênio cinza, marrom e azul, podendo vir a ser oportunidades de redução da pegada de carbono deste significativa parcela da matriz de energia elétrica brasileira.

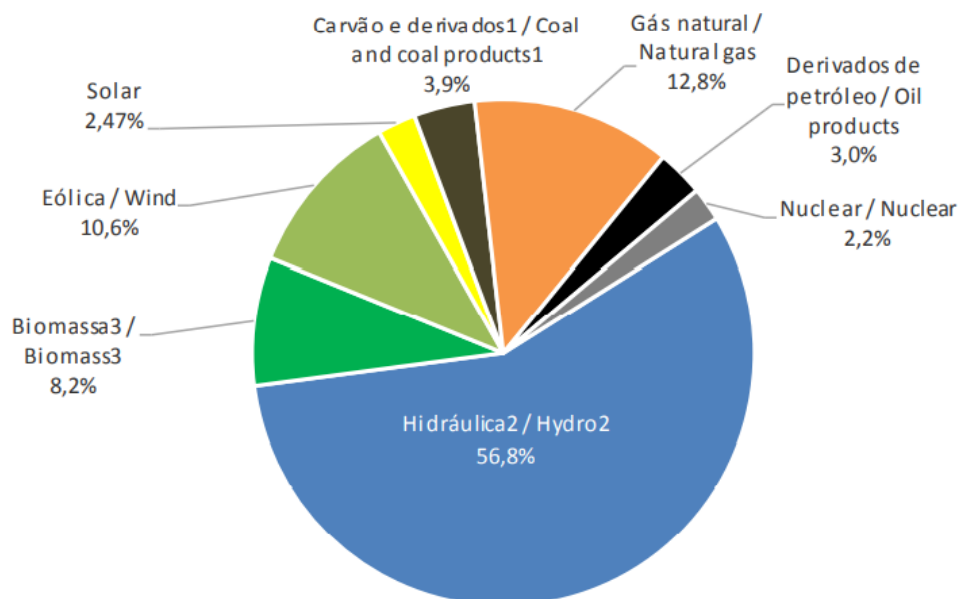


Figura 19 - Oferta interna de energia elétrica em 2020 por fonte

Nota: Inclui gás de coqueria, inclui importação de eletricidade, inclui lenha, bagaço de cana lixívia e outras recuperações

Fonte: EPE, 2021

Apesar de ambientalmente menos poluente e muito versátil, são ainda necessárias muitas pesquisas e uma estruturação rápida de políticas públicas consistentes a fim de levar o mercado de hidrogênio a um novo patamar. O Brasil, desde o início do século XXI, demonstra o objetivo e esforços para viabilizar para isso.

Criado em 2002 pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, o Programa Brasileiro de Sistemas de Hidrogênio e Células a Combustível, renomeado em 2005 para Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio, deu o pontapé inicial. Vários projetos foram posteriormente desenvolvidos na academia e na indústria, bastante associados ao projeto “Energy Big Push”, uma parceria entre a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia, Centro de Gestão e Estratégia (CGEE), Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL) e outros parceiros nacionais e internacionais, com destaque para a Agência Internacional de Energia (IEA). Assim, o Brasil se tornou líder em P&D de hidrogênio na América Latina. Como consequência destes projetos, de 2013 a 2018, instituições como a ANP, a ANEEL e o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) financiaram outros 91 projetos associados a hidrogênio e/ou células combustíveis (Chantre et al, 2022).

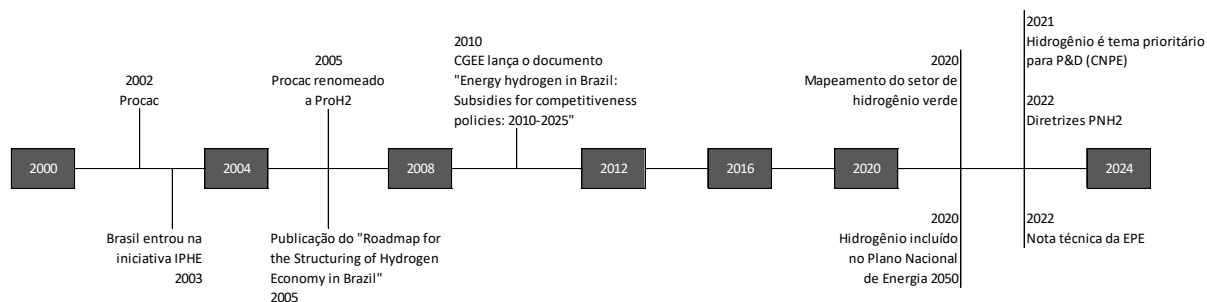


Figura 20 - Linha do tempo das principais iniciativas brasileiras em hidrogênio

Fonte: Chantre et al, 2022

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), aprovado em dezembro de 2020 pelo Ministério de Minas e Energia, reforçou esta tendência e incluiu pela primeira vez o hidrogênio como parte da estratégia energética brasileira e o aponta como uma tecnologia disruptiva e de grande interesse no contextos da descarbonização da matriz energética, da inserção dos recursos energéticos distribuídos, da busca por ampliação das formas de armazenamento e gestão da flexibilidade, das perspectivas de aplicação da energia nuclear e do gás natural. Outros pontos trazidos pela PNE 2050 são as perspectivas de mistura de hidrogênio com gás natural, a fim de viabilizar o seu transporte e armazenamento e aborda a inserção de veículos elétricos no setor de transportes, com perspectiva no uso de células a combustível com hidrogênio (EPE 2021).



### 3 Metodologia

Este trabalho tem o intuito de compilar dados técnico-ambientais do hidrogênio e de outros combustíveis que possibilitassem comparações pertinentes no intuito de quantificar a relevância do hidrogênio em dois cenários de uso de combustíveis: geração elétrica e transporte rodoviário. Os dados foram levantados através de uma revisão bibliográfica, buscando informações relacionadas aos cenários mencionados e às rotas de produção do hidrogênio, que quantificassem valores de emissões em termo de emissão de CO<sub>2</sub> equivalente (kgCO<sub>2</sub>eq) em avaliações de ciclo de vida com perímetros similares e comparáveis. A avaliação de ciclo de vida é uma ótima ferramenta que considera o perímetro “do berço ao túmulo” para avaliar o impacto ambiental de um objeto de estudo chamado unidade funcional.

Em uma revisão bibliográfica já realizada, um banco de dados para produção de hidrogênio verde e diversos cenários de uso de combustíveis fósseis, renováveis e hidrogênio foi criado. Este banco de dados foi disponibilizado e utilizado por base para a consolidação dos dados. As informações levantadas para este trabalho foram retiradas de relatórios e planos nacionais/internacionais reconhecidos e principalmente de artigos científicos encontrados na plataforma Science Direct.

Esta revisão focou no estudo do hidrogênio a partir de gás natural e carvão e na relevância das técnicas de CCS para a descarbonização de setores chave da economia brasileira. O Microsoft Excel foi a ferramenta utilizada para concatenar os dados e ao final do estudo, considerações e conclusões comparativas foram feitas, interpretando os resultados encontrados.

Para o primeiro cenário simulado, geração de energia elétrica, foi tomado por base o estudo reconhecido de Turconi et al. (2013) sobre o impacto ambiental das fontes de energia elétrica, detalhando o ciclo de vida inteiro, o balanço energético da EPE para ter a composição das matrizes energéticas e elétricas e a diretriz de GHG da IPCC- *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2006) para conhecer os impactos ambientais do uso dos combustíveis. Utilizando como parâmetro os resultados apresentados no estudo de análise de ciclo de vida de Turconi et al. (2013), foi montado um modelo para comparação e avaliação do hidrogênio a partir de combustíveis fósseis para este cenário. Dados de impacto ambiental no perímetro do berço ao túmulo, detalhando cada etapa produção, transporte e uso foram compilados. Na revisão bibliográfica realizada, foram mapeados em outros artigos reconhecidos, dados para emissões em valores de kgCO<sub>2</sub>eq para o abastecimento de hidrogênio. Os dados encontrados, julgados pertinentes para a comparação de acordo com o perímetro de avaliação, foram tratados e compilados em uma tabela de forma a facilitar a análise.

Além disso, para trabalhar com valores mais atualizados foram calculadas as emissões para o uso dos combustíveis fósseis da matriz elétrica brasileira, a partir dos valores de consumos e geração elétrica do balanço da EPE e dos fatores de emissão para combustão estacionária do IPCC. Em posse destes valores, foram calculados resultados para a emissão total, do berço ao túmulo, somando os valores de abastecimento de combustíveis de Turconi et al. (2013) com os valores de uso calculados. Na mesma tabela, foram compilados valores de emissão total para a produção de eletricidade a utilizando 4 tipos de hidrogênio, utilizando os valores de emissão para abastecimento encontrados em Navas-Anguila (2021), Oni et al. (2022) e Mehmeti (2018) e considerando o fator de emissão para uma célula a combustível PEMFC indicado por Oliveira (2020).

Ao final, utilizando os valores para todas as fontes, foi calculado valor de emissão para um perímetro de berço ao túmulo do SIN (Sistema Interligado Nacional), e utilizando este como base, calculou-se uma variação percentual para a pegada de carbono do sistema substituindo-se o gás natural e o carvão por hidrogênio cinza e azul produzidos a partir dos próprios combustíveis fósseis em questão.

Para o segundo cenário, transporte rodoviário, foram tomados por base as avaliações de ciclo de vida com abordagem “do berço ao túmulo” feitos por Bauer et al., 2015; Simons e Bauer, 2015 e Candelaresi, 2021. Foram compilados novamente valores para o abastecimento de combustíveis, englobando as emissões geradas pela extração dos materiais utilizados, manufatura do motor ou célula a combustível, manutenção e queima do combustível, e também valores totais, relativos à cadeia de abastecimento do combustível, que consideram a extração da fonte de energia primária, produção, distribuição e conversão se aplicável.

Utilizando os mesmos valores mapeados para o cenário anterior, de emissão para abastecimento de hidrogênio, dos estudos de Navas-Anguila et al. (2021; Oni et al. (2022); Mehmeti et al. (2018), e dos valores de consumo dos estudos base, foram simulados quantitativos de emissão em kgCO<sub>2</sub>eq/km para diferentes rotas de produção de hidrogênio que não haviam sido mapeados pelos estudos de Candelaresi (2021), Bauer et al. (2015) e Simons e Bauer (2015).

Para a comparação, foram simulados os casos de hidrogênio cinza, marrom, azul a partir de gás natural, azul a partir de carvão, verde a partir de energia eólica e verde a partir de energia solar. Utilizando estes valores também foi possível simular a mistura de gás natural com hidrogênio (7,3% da energia da mistura) e de diesel com hidrogênio (50% da energia da mistura) para cada uma das rotas de hidrogênio comentadas. Com os valores calculados e tomando por base os casos de motor de combustão interna com gás natural puro e diesel puro, foi possível avaliar percentualmente a diferença relativa de emissões para cada um dos casos abordados e o seu potencial ganho ambiental.

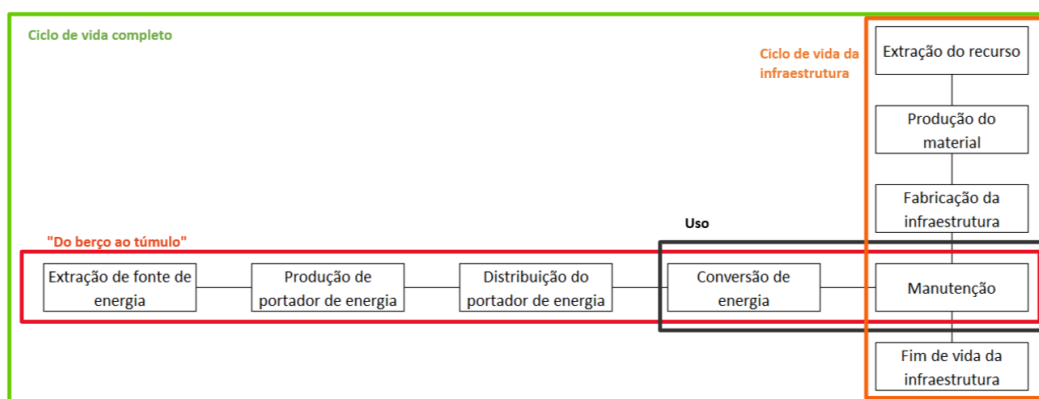


Figura 21 - Esquema simplificado do escopo de um LCA

Fonte: adaptado de Bauer et al, 2015

Levando em consideração que as diferenças relativas para as misturas também seriam consideráveis, foi realizada uma simulação, a partir dos valores encontrados para as misturas de gás natural + hidrogênio, variando as quantidades

de hidrogênio, para avaliar a variação da sua influência nas emissões da mistura. Esta simulação foi feita para 3 rotas de hidrogênio:

- Hidrogênio verde a partir de energia eólica, por ser a rota com maior potencial de mitigação de emissões de acordo com a simulação anterior.
- Hidrogênio azul a partir de gás natural, pelo potencial da rota em mitigação de emissões, compatibilidade com o cenário energético brasileiro e por se apresentar como uma opção mais viável economicamente a curto/médio prazo.
- Hidrogênio marrom, para parâmetro de comparação por ser a rota mais poluente.

A simulação foi feita através de interpolação, utilizando por base os motores de combustão interna a gás natural e diesel. Para a simulação da mistura de gás natural com hidrogênio, foram utilizados os valores calculados de emissão dos automóveis com motores de combustão interna utilizando apenas H<sub>2</sub>, considerando- este o ponto de 100% de H<sub>2</sub> na mistura. Cabe mencionar que o motor ICE (*Internal combustion engine*) para 100% de hidrogênio não é viável atualmente e é um caso limite utilizado para cálculos. Para o outro ponto, foram utilizados os valores totais de emissão calculados para as misturas com 7,3% de H<sub>2</sub>, e assim foi “traçada uma reta” para se realizar a interpolação.

De forma similar se avaliou o caso de mistura de diesel com hidrogênio, de acordo com a diferença relativa de emissões para cada um dos casos abordados, variando o percentual de H<sub>2</sub> da mistura. Para este caso, foi utilizado o caso de 0% de H<sub>2</sub> na mistura (apenas diesel) e o caso de 50-50% já calculado para “traçar a reta” de interpolação. Seguindo o mesmo raciocínio foi possível simular os valores totais de emissão numa abordagem “do berço ao túmulo” para diferentes percentuais de misturas e fazer um comparativo com as emissões de um automóvel com motor de combustão interna a base de diesel.

Seguindo este raciocínio foi possível simular os valores totais de emissão numa abordagem “do berço ao túmulo” para diferentes percentuais de misturas e fazer um comparativo com as emissões de um automóvel com motor de combustão interna a base de gás natural.

## 4 Resultados e discussão

Neste trabalho, uma visão geral dos principais processos de produção de hidrogênio foi apresentada. A seguir, uma avaliação comparativa é realizada para avaliar os aspectos ambientais em dois cenários distintos: geração de energia elétrica e transporte rodoviário.

### 4.1 Cenário 1: Geração de energia elétrica

Os dados encontrados, julgados pertinentes para a comparação de acordo com o perímetro de avaliação, foram tratados e compilados na tabela abaixo de forma a facilitar a análise.

Tabela 8 – Emissões para abastecimento de combustíveis

Fonte	Fonte de energia	[kgCO <sub>2</sub> eq/MWh]
Turconi, 2013	Gás natural	255,6
Turconi, 2013	Carvão	307,8
Turconi, 2013	Óleo	304,2
Navas-Anguila,2021; Oni, 2022	H2 Gás Natural SMR	352,95
Navas-Anguila,2021; Oni, 2022	H2 SMR + CCS	169,5
Navas-Anguila,2021; Mehmeti,2018	H2 Gaseificação Carvão	767,85
Navas-Anguila,2021	H2 Gaseificação +CCS	229,8

Fonte: Elaboração própria, baseado em Turconi et al.,2013; Navas-Anguila et al., 2021; Oni et al., 2022; Mehmeti et al., 2018

Nesta primeira tabela, como mencionado, se encontram os valores relativos à cadeia de abastecimento do combustível, que consideram a extração da fonte de energia primária e a infraestrutura necessária, a produção do combustível e o processo de conversão para hidrogênio, se aplicável. Os valores de H<sub>2</sub> não contabilizam a sua distribuição.

A partir dos valores de consumo e geração elétrica do balanço energético da EPE e dos fatores de emissão para combustão estacionária do IPCC, foram calculados os valores para emissão referentes ao uso das fontes de energia não renováveis que fazem parte da matriz elétrica brasileira e também para o SIN como um todo.

Tabela 9 - Emissões referentes ao uso de combustíveis

Fonte	Fonte de energia	Emissão [kgCO <sub>2</sub> eq/MWh]
EPE, 2022 e IPCC, 2006	SIN	132,8
EPE, 2022 e IPCC, 2006	Gás natural	473,74
EPE, 2022 e IPCC, 2006	Carvão	998,80
EPE, 2022 e IPCC, 2006	Óleo	658,20
EPE, 2022 e IPCC, 2006	Derivados do petróleo e outros	636,42

Fonte: EPE, 2022 e IPCC, 2006

As taxas dos combustíveis são muito maiores do que a do SIN, naturalmente, vista a contribuição majoritária das fontes renováveis, em especial da hidráulica. Na tabela 10, está apresentado um comparativo para o valor de emissão calculado do SIN conforme mencionado e o valor divulgado pela EPE, no seu relatório síntese.

Tabela 10 – Comparação dos valores de emissões calculados x EPE

Soma das emissões calculadas	8,71,E+10	kgCO <sub>2</sub> eq
Geração total de acordo com a EPE	6,56E+08	MWh
Emissão calculada	132,8	kgCO <sub>2</sub> eq/MWh
Emissão de acordo com a EPE	118,5	
Variação	12,07%	

Fonte: EPE, 2022 e IPCC, 2006

A variação é tida como aceitável já que a abordagem da EPE foi diferente, tendo em vista a simplificação que foi feita na matriz para a realização dos cálculos, juntando as contribuições menores em derivados do petróleo e outros. Já na tabela abaixo, estão organizados os valores totais que englobam além das emissões da tabela anterior, as emissões geradas pela operação da planta de produção, queima do combustível e manutenção do maquinário.

Tabela 11 - Emissões totais geração elétrica

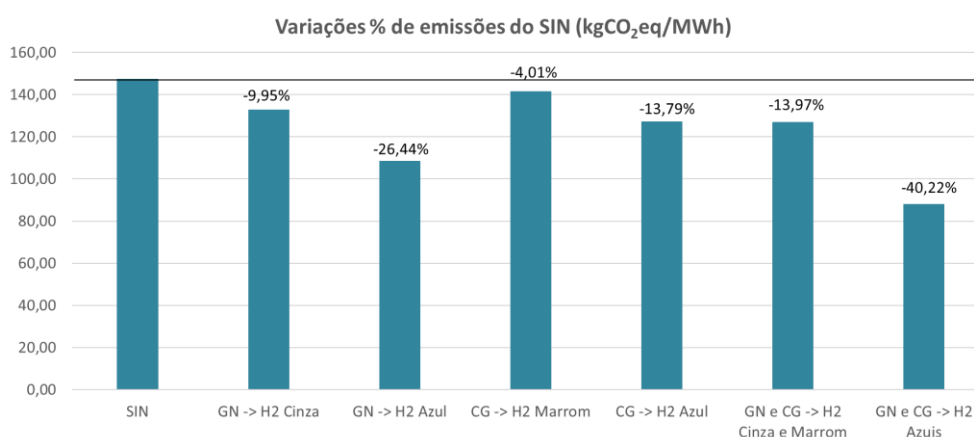
Fonte	Fonte de energia	Emissão [kgCO <sub>2</sub> eq/MWh]
Turconi, 2013; EPE, 2022 e IPCC, 2006	SIN	147,52
Turconi, 2013; EPE, 2022 e IPCC, 2006	Gás natural	729,34
Turconi, 2013; EPE, 2022 e IPCC, 2006	Carvão	1306,60
Turconi, 2013; EPE, 2022 e IPCC, 2006	Óleo	962,40
Turconi, 2013; EPE, 2022 e IPCC, 2006	Derivados do petróleo e outros	940,62
Turconi, 2013	Biomassa	69,25
Turconi, 2013	Energia solar	101,50
Turconi, 2013	Energia eólica	22,00
Turconi, 2013	Energia hidrelétrica	11,00
Navas-Anguila,2021; Oni, 2022; Oliveira, 2020	H2 Gás Natural SMR	362,95
Navas-Anguila,2021; Oni, 2022; Oliveira, 2020	H2 SMR + CCS	179,50
Navas-Anguila,2021; Mehmeti, 2018; Oliveira, 2020	H2 Gaseificação Carvão	777,85
Navas-Anguila,2021; Oliveira, 2020	H2 Gaseificação +CCS	239,80

Fonte: Elaboração própria, baseado em Turconi et al.,2013; Navas-Anguila et al., 2021; Oni et al., 2022; Mehmeti et al., 2018; EPE, 2022; IPCC, 2006 e Oliveira, 2020

Para a comparação dos valores totais das 4 rotas de hidrogênio avaliadas, foi considerado o uso de célula a combustível do tipo PEMFC, considerando fator de 0,01 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh (Oliveira, 2020; Bicer e Dicer, 2018).

Conforme esperado, os valores de emissão que englobam somente o abastecimento de hidrogênio são maiores do que dos combustíveis fósseis devido aos processos de conversão envolvidos. No entanto, ao se olhar para os valores de emissão totais de cada rota, evidencia-se uma redução considerável com relação aos valores dos combustíveis fósseis, especialmente quando se utiliza hidrogênio azul (reforma a vapor do gás natural e gaseificação do carvão com CCS).

No gráfico abaixo estão simuladas as variações da pegada de carbono para o SIN considerando substituições do gás natural e do carvão por hidrogênio cinza, marrom e azul.



Os valores, portanto, reafirmam a relevância no curto/médio prazo do CCS e do hidrogênio azul no cenário de produção de energia elétrica, especialmente quando se tem em mente que aproximadamente 15% da produção nacional brasileira de eletricidade é vinda de gás natural e carvão.

## 4.2 Cenário 2: Transporte rodoviário

Abaixo estão dispostos os valores selecionados de acordo com autor da fonte, combustível, tecnologia de uso do combustível (motores a combustão interna ou células a combustível e a potência do motor ou célula. Os valores “s/ fuel supply” englobam as emissões geradas pela extração dos materiais utilizados, manufatura do motor ou célula a combustível, manutenção e queima do combustível. Já nos valores totais, estão englobados também os valores relativos à cadeia de abastecimento do combustível, que consideram a extração da fonte de energia primária, produção, distribuição e conversão se aplicável.

Tabela 12 - Emissões referentes a diferentes tipos de tecnologia e aplicações

Fonte	Combustível	Tecnologia	Potência (kW)	Consumo (g/km)		Emissões (kgCO <sub>2</sub> eq/km)	
				H2	Outro	S/ Fuel Supply	Totais
Bauer et al., 2015	Diesel	ICE	118	-	-	0,2192	0,2530
Bauer et al., 2015	Gás Natural	ICE	121	-	-	0,2050	0,2410
Bauer et al., 2015	H2 verde eólico	PEMFC	145	13,60	-	0,0700 ± 0,0410	0,0992 ± 0,0429
Bauer et al., 2015; Simons e Bauer, 2015	H2 verde solar	PEMFC	145	11,90	-	0,0990	0,1423
Bauer et al., 2015	H2 cinza	PEMFC	45; 145	13,60	-	0,0700 ± 0,0410	0,2910
Bauer et al., 2015	H2 marrom	PEMFC	145	13,60	-	0,0690	0,3920
Candelaresi et al., 2021	Gás Natural	ICE	80	-	39,10	0,1125 ± 0,0373	0,1317 ± 0,0282
Candelaresi et al., 2021	GN + H2 verde eólico (7,3% da energia)	ICE	80	0,84	28,20	0,0941	0,1106
Candelaresi et al., 2021	GN + H2 verde eólico (7,3% da energia)	ICE Dual Fuel	80	0,91	31,00	0,1071	0,1301
Candelaresi et al., 2021	H2 verde eólico	ICE	80	16,80	-	0,0234	0,0434
Candelaresi et al., 2021	H2 verde eólico	PEMFC	80	7,60	-	0,0470	0,0560

Fonte: Elaboração própria

O primeiro objetivo traçado foi avaliar as emissões totais da cadeia para transportes utilizando hidrogênio e a sua relevância em comparação ao gás natural. Para esta avaliação, os valores apresentados pelo trabalho de Candelaresi et al. (2021) foram utilizados como base principal. Na revisão realizada neste trabalho, como já mencionado, foram mapeados dados para emissões em outros artigos reconhecidos em valores de kgCO<sub>2</sub>eq para o abastecimento dos combustíveis.

Tabela 13 - Emissões de abastecimento de combustível/eletricidade levantados na literatura

Fonte	Emissões		
	kgCO <sub>2</sub> /kg	kgCO <sub>2</sub> /GJ	kgCO <sub>2</sub> /MWh
Gás Natural - SMR	11,4	95,00	
SMR+CCS	4,7	39,17	
Carvão - Gaseificação	24,2	201,67	
Gaseificação + CCS	7,66	63,83	
Gás Natural	0,50	4,17	
Diesel	0,70	5,83	
Energia solar			102
Energia eólica			41

Fonte: Elaboração própria, baseado em Navas-Anguila et al., 2021; Oni et al., 2022; Mehmeti et al., 2018; Hajjaji et al., 2013

Tabela 14 - Emissões calculadas referentes a diferentes tipos de tecnologia e aplicações

Combustível	Tecnologia	Potência (kW)	Consumo (g/km)		Emissões (kgCO <sub>2</sub> eq/km)		Diferença relativa de emissões
			H2	Outro	S/ Fuel Supply	Totais	
Gás Natural	ICE	80	-	39,10	0,0997	0,1181	-
H2 cinza SMR	PEMFC	80	7,60	-	0,0470	0,1336	13,17%
H2 azul SMR + CCS	PEMFC	80	7,60	-	0,0470	0,0827	-29,95%
H2 marrom CG	PEMFC	80	7,60	-	0,0470	0,2309	95,55%



H2 azul CG + CCS	PEMFC	80	7,60	-	0,0470	0,1052	-10,90%
H2 verde solar	PEMFC	80	7,60	-	0,0470	0,0754	-36,17%
H2 verde eólico	PEMFC	80	7,60	-	0,0470	0,0571	-51,62%
H2 cinza SMR	ICE	80	16,80	-	0,0234	0,1100	-6,82%
H2 azul SMR + CCS	ICE	80	16,80	-	0,0234	0,0591	-49,94%
H2 marrom CG	ICE	80	16,80	-	0,0234	0,2073	75,56%
H2 azul CG + CCS	ICE	80	16,80	-	0,0234	0,0816	-30,89%
H2 verde solar	ICE	80	16,80	-	0,0234	0,0518	-56,16%
H2 verde eólico	ICE	80	16,80	-	0,0234	0,0335	-71,60%
GN + H2 cinza (7,3% da energia)	ICE	80	0,84	28,20	0,0941	0,1178	-0,27%
GN + H2 azul SMR (7,3% da energia)	ICE	80	0,84	28,20	0,0941	0,1121	-5,03%
GN + H2 marrom (7,3% da energia)	ICE	80	0,84	28,20	0,0941	0,1285	8,84%
GN + H2 azul CG (7,3% da energia)	ICE	80	0,84	28,20	0,0941	0,1146	-2,93%
GN + H2 verde eólico (7,3% da energia)	ICE	80	0,84	28,20	0,0941	0,1096	-7,17%
GN + H2 verde solar (7,3% da energia)	ICE	80	0,84	28,20	0,0941	0,1113	-5,72%

Fonte: Elaboração própria, baseado em Candelaresi et al., 2021; Navas-Anguila et al., 2021; A.O. Oni et al., 2022; Mehmeti et al., 2018; Hajjaji et al., 2013

Ressalta-se como os maiores potenciais de ganho são para o hidrogênio verde e com significativa diferença da rota que utiliza energia eólica. Além disso, evidencia-se a relevância do hidrogênio azul, principalmente a partir da reforma do gás natural, que atinge reduções de emissões, menores, mas comparáveis às rotas de H<sub>2</sub> verde e por serem hoje economicamente mais viáveis, reafirmam a sua relevância para o momento atual de transição do mercado energético.

Sem o CCS e devido aos seus processos adicionais com relação aos combustíveis fósseis, os hidrogênios cinza e marrom não se apresentam como boas

opções do ponto de vista ambiental, podendo acarretar aumentos de 13% e 95% respectivamente, conforme simulado para as células a combustível.

Com os valores calculados, tomando por base o caso de motor de combustão interna com gás natural puro e fazendo a interpolação a partir dos casos de 100% de H<sub>2</sub> na mistura e de 7,3% em base energética de H<sub>2</sub> na mistura, “traçou-se a reta” de interpolação. No gráfico abaixo estão plotadas as curvas que representam a diferença relativa percentual de emissões em relação ao gás natural puro, variando o percentual de hidrogênio na mistura, de 0 a 50% de energia total da mistura.

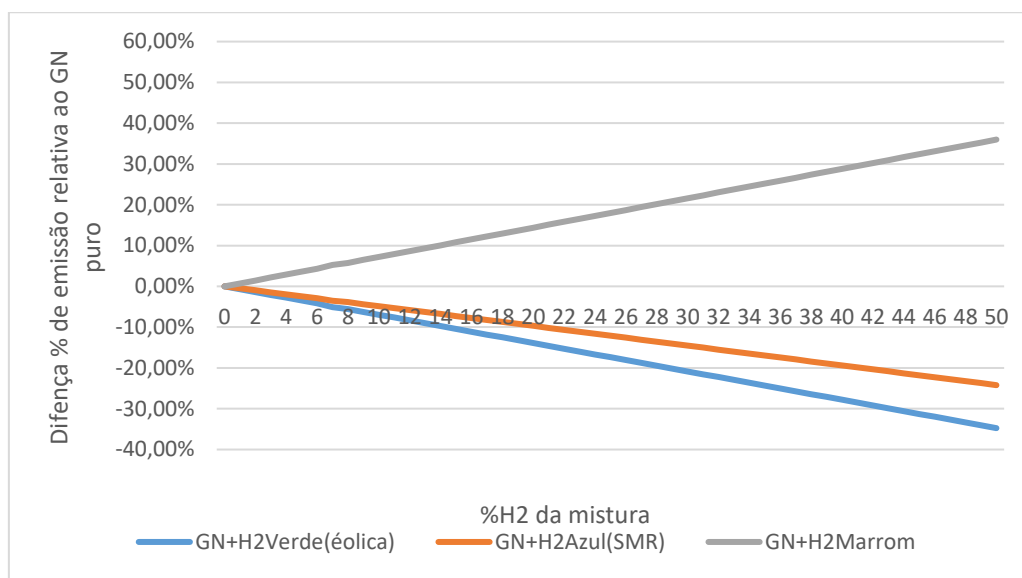
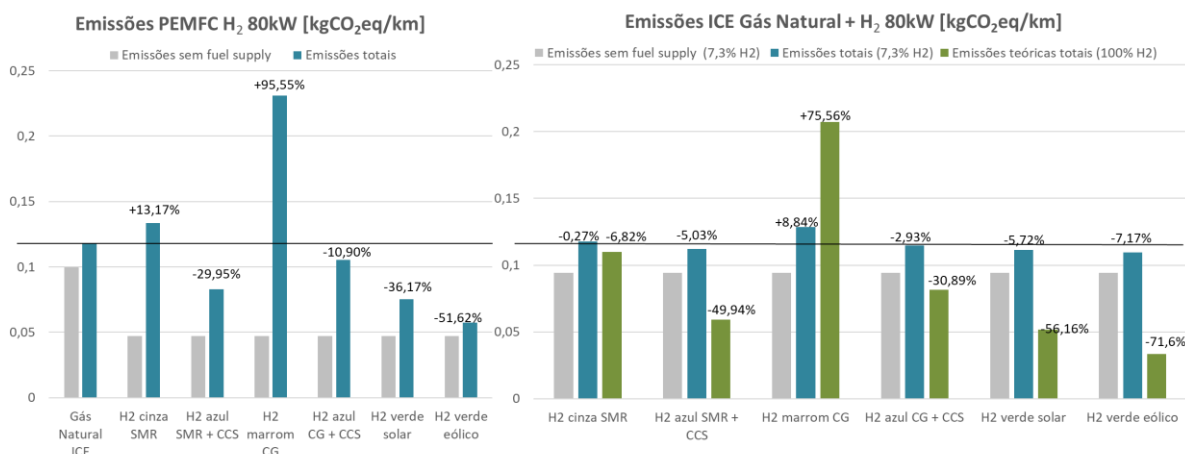


Figura 22 - Variação percentual de emissões para diferentes mix de GN e H<sub>2</sub>

Fonte: Elaboração própria

Considera-se que os valores de emissão relativos à produção do motor são constantes em todas as situações desta simulação e que, portanto, a variação verificada nas emissões advém da queima dos combustíveis e do abastecimento dos combustíveis. Os valores calculados estão dentro da margem de incerteza do valor de emissão total de ICE gás natural indicado por Candelaresi et al. (2021). O gráfico ilustra a variação de emissão e apresenta uma faixa de potencial ganho ambiental com estas possíveis misturas.



De forma similar, tomando por base os valores apresentados por Bauer et al., 2015 e Simons & Bauer, 2015, foram calculados valores de emissões em kgCO<sub>2</sub>eq para as mesmas rotas de hidrogênio em células a combustível e para motores à combustão interna operando com mistura de H<sub>2</sub> e diesel.

Para os cálculos foram usadas as mesmas premissas anteriores, de que os valores de emissões variariam para a parte da cadeia que considera o abastecimento de combustíveis e para a queima destes. Para as emissões da cadeia de abastecimento dos combustíveis, foram usados os mesmos valores já expostos anteriormente, encontrados em outros estudos. Como não havia um exemplo base direto dos artigos para a mistura, foi estimado o consumo do motor a partir de dados do trabalho de Bauer, 2015 e com o PCI dos combustíveis, calculou-se o consumo em kg/km para o motor e posteriormente para cada combustível, considerando 50% de base energética para H<sub>2</sub> e para diesel.

Tabela 15 PCI do hidrogênio, gás natural e diesel usados nesse estudo

Combustível	LHV (MJ/kg)
H <sub>2</sub>	119,9
Gás natural	47,1
Diesel	43,3

Fonte: Elaboração própria, baseado em Bauer et al., 2015

Tabela 16 - Emissões calculadas referentes a diferentes tipos de tecnologia e aplicações

Combustível	Tecnologia	Potência (kW)	Consumo (g/km)		Emissões (kgCO <sub>2</sub> eq/km)		Diferença relativa de emissões
			H <sub>2</sub>	Outro	S/ Fuel Supply	Totais	
Diesel (118kW)	ICE	118	-	56,15	0,2192	0,2585	-
H <sub>2</sub> cinza SMR	PEMFC	145	13,60	-	0,0700	0,2250	-12,95%
H <sub>2</sub> azul SMR + CCS	PEMFC	145	13,60	-	0,0700	0,1339	-48,19%
H <sub>2</sub> marrom CG	PEMFC	145	13,60	-	0,0700	0,3991	54,39%
H <sub>2</sub> azul CG + CCS	PEMFC	145	13,60	-	0,0700	0,1742	-32,62%
H <sub>2</sub> verde solar	PEMFC	145	13,60	-	0,0700	0,1208	-53,28%
H <sub>2</sub> verde eólico	PEMFC	145	13,60	-	0,0700	0,0931	-63,98%

H2 cinza SMR + Diesel (50% da energia)	ICE	118	10,14	28,08	0,1441	0,2793	8,06%
H2 Azul SMR + Diesel (50% da energia)	ICE	118	10,14	28,08	0,1441	0,2114	-18,22%
H2 Marrom CG + Diesel (50% da energia)	ICE	118	10,14	28,08	0,1441	0,4091	58,27%
H2 Azul CG + Diesel (50% da energia)	ICE	118	10,14	28,08	0,1441	0,2414	-6,61%
H2 verde eólico + Diesel (50% da energia)	ICE	118	10,14	28,08	0,1441	0,1810	-29,99%
H2 verde solar + Diesel (50% da energia)	ICE	118	10,14	28,08	0,1441	0,2016	-22,01%

Fonte: Elaboração própria, baseado em Bauer et al., 2015; Simons e Bauer, 2015; Navas-Anguila et al., 2021; A.O. Oni et al., 2022; Mehmeti et al., 2018; Hajjaji et al., 2013

Com os valores calculados, tomando por base o caso de motor de combustão interna com diesel puro e fazendo a interpolação a partir dos casos de 0% de H2 na mistura (apenas diesel) e o caso de 50-50%, já calculado para, “traçar a reta” de interpolação. No gráfico abaixo estão plotadas curvas que representam a diferença relativa percentual de emissões em relação ao diesel puro, variando o percentual de hidrogênio na mistura, de 0 a 50% de energia total da mistura.

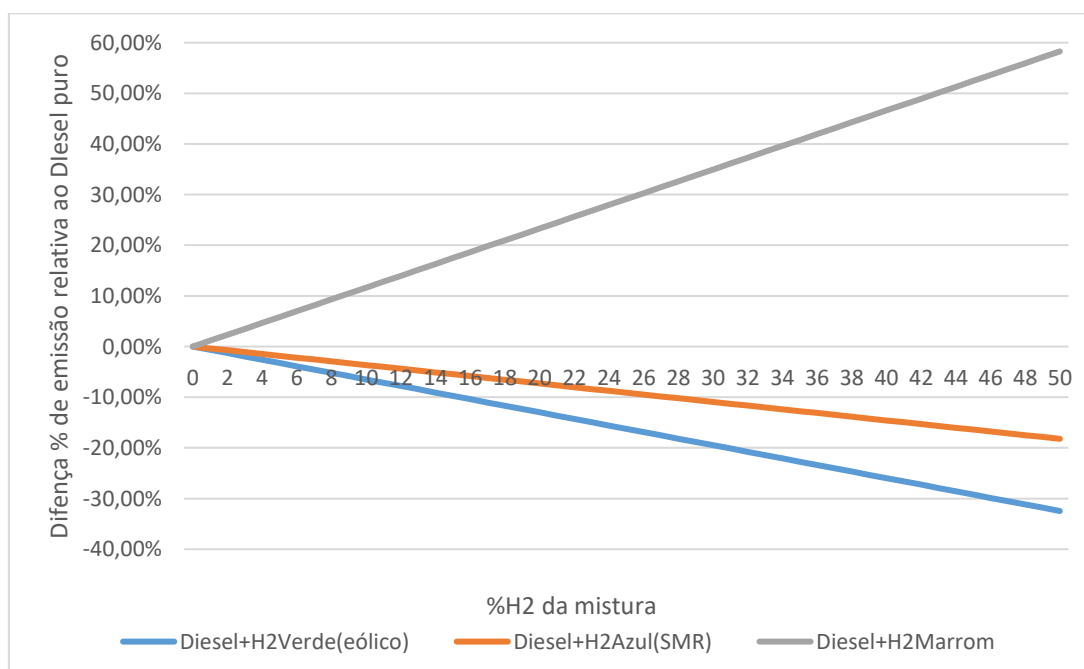
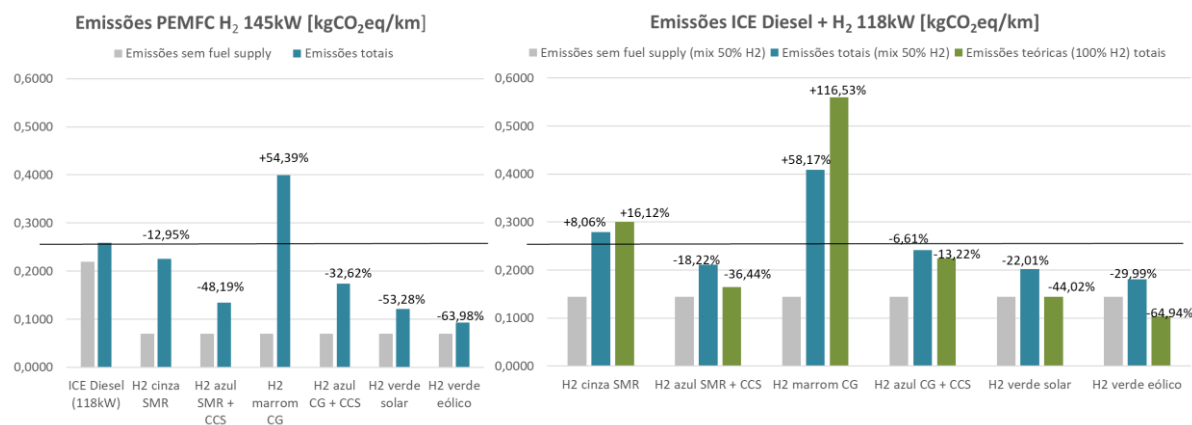


Figura 23 - Variação percentual de emissões para diferentes mix de GN e H2

Fonte: Elaboração própria



Novamente observa-se o hidrogênio verde como a melhor opção a partir de um ponto de vista estritamente ambiental, o hidrogênio azul principalmente a partir da reforma de gás natural com um potencial ganho ambiental forte também e os hidrogênios cinza e marrom como opções de fraco potencial ou até piores que o caso base (diesel puro).

## 5 Conclusões

Os setores industriais de grande contribuição para as emissões de gases do efeito estufa têm de procurar opções para viabilizar a redução da sua pegada de carbono e a aceleração da transição energética. Para atingir esse objetivo, a substituição de combustíveis fósseis convencionais (diesel, gasolina, gás natural, carvão) por combustíveis alternativos e menos poluentes (hidrogênio, biocombustíveis, eletricidade renovável) é essencial. O hidrogênio, foco de estudo deste trabalho, mostra sua relevância como uma das principais opções para o movimento de transição em direção à sustentabilidade econômica e ambiental mundial. Portanto, a princípio, entende-se que a produção de hidrogênio deve ser focada e baseada em opções de baixo carbono (hidrogênio verde).

Como foi evidenciado na revisão de literatura realizada, as opções intermediárias a partir de combustíveis fósseis com uso das técnicas de captura e sequestro de carbono se apresentam como soluções a curto prazo adequadas para impulsionar a transição energética e possibilitar maiores investimentos na economia do hidrogênio, contornando temporariamente as grandes questões deste mercado, o armazenamento, a distribuição e o alto custo do hidrogênio verde.

Os cenários comparativos simulados neste estudo, para a geração elétrica a partir de hidrogênio e para veículos a hidrogênio puro e mix de combustíveis, reafirmam este otimismo a respeito do papel do hidrogênio e mostraram como estas rotas do hidrogênio são excelentes soluções de descarbonização para diversos setores a curto e longo prazo.

Para o setor de energia elétrica, a comparação realizada indica como a substituição do gás natural e do carvão por hidrogênio proveniente destas próprias matérias primas, pode gerar fortes impactos de redução de pegada de carbono para 15% do setor energético brasileiro. As simulações indicaram reduções de até 40% da pegada de carbono do Sistema Interligado Nacional, na substituição de ambos por hidrogênio azul.

No estudo da mobilidade rodoviária, como esperado, os veículos que utilizaram hidrogênio verde obtiveram os melhores desempenhos do ponto de vista ambiental. Para os casos de PEMFC com hidrogênio verde, reduções de até 70% foram encontradas na comparação com o gás natural. Para carros ICE com misturas de GN+ hidrogênio verde e diesel+ hidrogênio verde, até aproximadamente 34% e 31% foram constatadas, respectivamente.

Já os casos de veículos utilizando hidrogênio azul e hidrogênio azul misturado com gás natural ou diesel representam boas oportunidades para incentivar a utilização de hidrogênio a curto prazo. Para carros ICE mistura de diesel + hidrogênio a partir de gás natural apresentaram reduções de emissões em até 18% e para casos de ICE mistura de gás natural e hidrogênio azul a partir de gás natural até 23% de redução. Com carros a PEMFC com hidrogênio azul a partir de gás natural as reduções chegaram a até 48%.

Estes valores reafirmam o hidrogênio azul e as misturas de combustíveis fósseis com hidrogênio como soluções, hoje, economicamente mais viáveis e também capazes de garantir reduções consideráveis às emissões em comparação com os veículos movidos puramente a combustíveis fósseis. Além disso, o uso destes combustíveis traria visibilidade e investimentos para o mercado do hidrogênio, podendo acelerar o desenvolvimento da infraestrutura necessária e também ajudar a reduzir os custos do hidrogênio verde, que pode vir a se tornar imprescindível para um futuro verde.

Tendo em vista os fatos mencionados, recomenda-se para trabalhos futuros o desenvolvimento de análises econômicas englobando perímetros similares para os cenários simulados, de forma a complementar e refinar o entendimento da relevância do hidrogênio cinza, marrom e azul na transição energética e, objetivando também, a quantificação dos desafios do hidrogênio verde para estes casos de uso final do hidrogênio.

## 6 Referências bibliográficas

AHK. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro 2021**. [Mapeamento H2 - Diagramado - V2h.pdf \(energypartnership.com.br\)](#) Acesso: outubro, 2022

AMIN, M. et al. **Hydrogen production through renewable and non-renewable energy processes and their impact on climate change**, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 77, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.172>.

BARBIR, F. **Transition to renewable energy systems with hydrogen as an energy carrier**, Energy, Volume 34, Issue 3, 2009, Pages 308-312, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.07.007>.

BARTELS, J. R. **A feasibility study of implementing an Ammonia Economy**, 2008. Graduate Theses and Dissertations. Iowa State University. 11132. Disponível em: <https://lib.dr.iastate.edu/etd/11132> Acesso: outubro, 2022

BICER, Y.; DINCER, I. **Clean fuel options with hydrogen for sea transportation: A life cycle approach**, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 43, Issue 2, Pages 1179-1193, ISSN 0360-3199, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.157>.

BAUER, C. et al. **The environmental performance of current and future passenger vehicles: Life cycle assessment based on a novel scenario analysis framework**, Applied Energy, Volume 157, 2015, Pages 871-883, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.019>.

CANDELARESI, D. et al. **Comparative life cycle assessment of hydrogen-fuelled passenger cars**, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 46, Issue 72, 2021, Pages 35961-35973, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.034>.

CHANTRE, C. et al. **Hydrogen economy development in Brazil: An analysis of stakeholders' perception, Sustainable Production and Consumption**, Volume 34, 2022, Pages 26-41, ISSN 2352-5509, <https://doi.org/10.1016/j.spc.2022.08.028>.

CHEN, J.; LU, Y.; GUO, L.; ZHANG, X.; XIAO, P. **Hydrogen production by biomass gasification in supercritical water using concentrated solar energy: System development and proof of concept**. International Journal of Hydrogen Energy, 35, 7134 – 7141, 2010. Disponível em: [\(PDF\) Hydrogen production by biomass gasification in supercritical water using concentrated solar energy: System development and proof of concept | Jingwei Chen - Academia.edu](#) Acesso em: agosto, 2022

CHEN, W.; CHEN, C. **Water gas shift reaction for hydrogen production and carbon dioxide capture: A review**, Applied Energy, Volume 258, 114078, ISSN 0306-2619, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114078>.



EPE. **Balanco Energético Nacional 2022**, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022> Acesso: outubro, 2022

EPE. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**, 2021. Disponível em: [Hidrogênio 23Fev2021NT \(2\).pdf \(epe.gov.br\)](#) Acesso: outubro, 2022

EPE. **Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS**, 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT\\_Hidrogenio\\_Azul.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT_Hidrogenio_Azul.pdf) Acesso: outubro, 2022

EPE. **Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural**, 2022. Disponível em: [Nota Tecnica Hidrogenio Cinza EPE](#) Acesso: outubro, 2022

FAYE, O. et al. **A critical review on the current technologies for the generation, storage, and transportation of hydrogen**, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 29, Pages 13771-13802, ISSN 0360-3199, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.112>.

GCCSI. **Global status of CCS 2021**, 2021 Disponível em: [https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report\\_Global\\_CCS\\_Institute.pdf](https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf) Acesso: novembro, 2022]

IEA. **The Future of Hydrogen**. Japão, 2019. Disponível em: [The Future of Hydrogen \(windows.net\)](#) Acesso em: agosto, 2022

HAJJAJI, N et al. **Comparative life cycle assessment of eight alternatives for hydrogen production from renewable and fossil feedstock**, Journal of Cleaner Production, Volume 44, Pages 177-189, ISSN 0959-6526, 2013 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.11.043>.

IEA. **International Energy Agency, 2020. Energy technology perspectives 2020**. Disponível em: [Energy Technology Perspectives 2020 \(windows.net\)](#) Acesso em: outubro, 2022

IEA. **Global Hydrogen Review 2022**, 2022 Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf> Acesso em: novembro, 2022

IPCC. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Chapter 2 Stationary Combustion**, 2006. Disponível em: [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf) Acesso: outubro, 2022

IRENA. **Global Energy Transformation: A roadmap to 2050**, 2019, disponível em <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition> Acesso em: agosto, 2022

IRENA. **World Energy Transitions Outlook 2022**, 2022, disponível em: <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>  
Acesso em: novembro, 2022

JENSEN, R.; VAN DER EIJK, C.; WÆRNES, A.N. **Production of Sustainable Hydrogen and Carbon for the Metallurgical Industry**. Mater. Proc. 2021, 5, 67. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2673-4605/5/1/67/pdf> Acesso: setembro, 2022

LEUNG, D.Y.C.; CARAMANNA, G.; MAROTO-VALER, M.M. **An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies**, Renewable Sustainable Energy, Rev. 39, 426–443, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093>.

LAGIOIA, G. et al. **Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonization objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs**, International Journal of Hydrogen Energy, 2022, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.044>.

MEHMETI, A.; ATHANASIOS A.; ARAMPATZIS, G.; MCPHAIL S. J.; ULGIATI, S. **Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies**, Environments 5, no. 2: 24, 2018. <https://doi.org/10.3390/environments5020024>

MOHAMMAD, M.; ISAIFAN, R.J.; WELDU, Y.W., RAHMAN, M.A., AL-GHAMDI, S.G. **Progress on carbon dioxide capture, storage and utilisation**. Int. J. Glob. Warming 20, issue 2, 2020. <https://doi.org/10.1504/ijgw.2020.10027060>

NAVAS-ANGUITA, Z.; GARCÍA-GUSANO, D.; IRIBARREN, D. **A review of techno-economic data for road transportation fuels**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 112, Pages 11-26, ISSN 1364-0321, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.041>.

NAVAS-ANGUITA, Z et al. **Prospective techno-economic and environmental assessment of a national hydrogen production mix for road transport**, Applied Energy, Volume 259, 114121, ISSN 0306-2619, 2020 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114121>.

NAVAS-ANGUITA, Z et al. **Revisiting the role of steam methane reforming with CO<sub>2</sub> capture and storage for long-term hydrogen production**, Science of The Total Environment, Volume 771, 145432, ISSN 0048-9697, 2021 <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.145432>.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL AND NATIONAL ACADEMY OF ENGINEERING. **The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs**. National Research Council and National Academy of Engineering,

Washington, 2004. Disponível em: [The Hydrogen Economy \(wecanfigurethisout.org\)](http://TheHydrogenEconomy(wecanfigurethisout.org)) Acesso: outubro, 2022

NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. **A comparative overview of hydrogen production processes**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 67, Pages 597-611, ISSN 1364-0321, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>.

OLIVEIRA, G. R. **Análises energética, econômica e ambiental de um micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais**. Dissertação (Mestrado de Engenharia Mecânica) - PUC-RJ, Brasil, p.214. 2020. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/50338/50338.PDF> Acesso: outubro, 2022

PANCHENKO, V.A et al. **Prospects for the production of green hydrogen: Review of countries with high potential**, International Journal of Hydrogen Energy, ISSN 0360-3199, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.084>.

PAPADIS, E; TSATSARONIS, G. **Challenges in the decarbonization of the energy sector**, Energy, Volume 205, 2020, 118025, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118025>.

OLATEJU, I. I.; GIBSON-DICK, C.; EGEDE, S. C. O.; GIWA, A., 2017. **Process Development for Hydrogen Production via Water-Gas Shift Reaction Using Aspen HYSYS**. International Journal of Engineering Research in Africa, 30, 144-153, 2017. Disponível em: [Process-Development-for-Hydrogen-Production-via-Water-Gas-Shift-Reaction-Using-Aspen-HYSYS.pdf](http://Process-Development-for-Hydrogen-Production-via-Water-Gas-Shift-Reaction-Using-Aspen-HYSYS.pdf) (researchgate.net) Acesso: setembro, 2022

ONI, A.O.; ANAYA, K.; GIWA, T.; DI LULLO, G.; KUMAR, A. **Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions**, Energy Conversion and Management, Volume 254, 2022, 115245, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>.

REN21. **Global Status Report. 2021**. Disponível em: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf) Acesso em: agosto, 2022

TURCONI, R. et al. **Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 28, Pages 555-565, ISSN 1364-0321, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.013>.

SANTOS, F.M.S.M.D.; SANTOS, F.A.C.M.D. **O combustível “Hidrogênio”**. *Millenium*, 31, pp.252-70, 2005. [Combustível "hidrogênio" | Millenium - Journal of Education, Technologies, and Health \(rcaap.pt\)](http://Combustível%20hidrogênio%20Millenium-Journal-of-Education-Technologies-and-Health(rcaap.pt))

SHAHANI, G., KANDZIORA, C. **Options for CO2 Capture from SMR. Digital Refining: Processing, Operations & Maintenance**, 2014. Disponível em:

<https://www.digitalrefining.com/article/1001013/options-for-co2-capture-from-smr#.XvMnI5ozYdU> Acesso: outubro, 2022

SIMONS, A.; BAUER, C.; **A life-cycle perspective on automotive fuel cells**, Applied Energy, Volume 157, 2015, Pages 884-896, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.049>.

SOUZA, M.M.V.M., 2018. **Hidrogênio e células a combustível**. 1ª edição, Rio de Janeiro: Synergia Editora.

TSOUTSOS, T. **8 - Hybrid wind-hydrogen energy systems**, Editor(s): J.K. Kaldellis, In Woodhead Publishing Series in Energy, Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems, Woodhead Publishing, Pages 254-281, ISBN 9781845695279, 2010. <https://doi.org/10.1533/9781845699628.2.254>.

TENHUMBERG, N., BÜKER, K. **Ecological and Economic Evaluation of Hydrogen Production by Different Water Electrolysis Technologies**, Chemie-Ingenieur-Technik, v. 92, n. 10, 1586-1595, 2020. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/cite.202000090> Acesso: novembro, 2022

U.S. DOE. **An Integrated Strategic Plan for the Research, Development, and Demonstration of Hydrogen and Fuel Cell Technologies**, U.S. Department of Energy, 2011. Disponível em: [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/program\\_plan2011.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/program_plan2011.pdf) Acesso em: agosto, 2022

VELAZQUEZ, A.A.; DODDS, P. E. Production of Hydrogen. In: Abraham, M. Encyclopedia of Sustainable Technologies, 1 a. edição, Cambridge: Elsevier, 293-304, 2017. Disponível em: <https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/10039686/> Acesso em: Outubro, 2022

WILCOX, J. **Carbon Capture**. Springer, New York, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-2215-0>.

WULF, C. et al. **Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options**, Journal of Cleaner Production, Volume 199, 2018, Pages 431-443, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.180>.

WULF, C.; ZAPP, P. **Assessment of system variations for hydrogen transport by liquid organic hydrogen carriers**, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 43, Issue 26, 2018, Pages 11884-11895, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.198>.