

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

ISABELLE LOUISE BARBOSA DOS SANTOS
SABRINA CARVALHO VIDUEDO
VICTORIA DA COSTA GONÇALVES

Viabilidade econômica e ambiental da produção de hidrogênio no Brasil

São Paulo

2024

ISABELLE LOUISE BARBOSA DOS SANTOS
SABRINA CARVALHO VIDUEDO
VICTORIA DA COSTA GONÇALVES

Viabilidade econômica e ambiental da produção de hidrogênio no Brasil

Versão Original

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo como exigência
para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Química

Área de Concentração: Engenharia Química

Orientador: Dr. José Luis Pires Camacho

São Paulo

2024

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Santos, Isabelle Louise Barbosa; Viduedo, Sabrina Carvalho; Gonçalves, Victoria da Costa
VIABILIDADE ECONÔMICA E AMBIENTAL DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO NO BRASIL / I. L. B.
Santos; S. C. Viduedo; V. C. Gonçalves - São Paulo, 2024

117 p.

Trabalho de Conclusão de Curso - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Química.

1.Hidrogênio 2.Hidrogênio verde 3.Viabilidade econômica e ambiental

I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Química

Nome: SANTOS, Isabelle Louise Barbosa; VIDUEDO, Sabrina Carvalho;
GONÇALVES, Victoria da Costa

Título: Viabilidade econômica e ambiental da produção de hidrogênio no Brasil

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo como exigência para obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Química

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Doutor. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Doutor. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

RESUMO

SANTOS, Isabelle Louise Barbosa; VIDUEDO, Sabrina Carvalho; GONÇALVES, Victoria da Costa. Viabilidade econômica e ambiental da produção de hidrogênio no Brasil. 2024. Trabalho de conclusão de curso (Bacharel em Engenharia Química) – Departamento de Engenharia Química, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

No contexto mundial atual, marcado por uma busca constante de fontes renováveis e sustentáveis de energia, a produção de hidrogênio verde configura-se como uma fonte promissora para mudança da matriz energética global. Com o objetivo de estudar o potencial e os desafios para a produção de hidrogênio no Brasil, este trabalho visa analisar aspectos como a capacidade de produção, a demanda, os aspectos econômicos e ambientais desse processo, a fim de verificar se o hidrogênio verde é uma alternativa vantajosa no atual cenário brasileiro. Para isso, é realizado um levantamento bibliográfico e a construção de uma matriz de decisão considerando os diversos aspectos analisados para verificar a viabilidade das diversas rotas de produção de hidrogênio.

Palavras-chave: Hidrogênio (H_2). Hidrogênio verde. Viabilidade econômica e ambiental.

ABSTRACT

SANTOS, Isabelle Louise Barbosa; VIDUEDO, Sabrina Carvalho; GONÇALVES, Victoria da Costa. Economic and environmental viability of hydrogen production in Brazil. 2024. Final Paper (Bachelor of Chemical Engineering) – Department of Chemical Engineering, Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo, 2024.

In the current global context, marked by a constant search for renewable and sustainable sources of energy, the production of green hydrogen is a promising source for changing the global energy matrix. With the aim of studying the potential and challenges for hydrogen production in Brazil, this work aims to analyze aspects such as production capacity, demand, economic and environmental aspects of this process, in order to verify whether green hydrogen is a advantageous alternative in the current Brazilian scenario. To this end, a bibliographic survey is carried out and a decision matrix is constructed considering the different aspects analyzed to verify the viability of the different hydrogen production routes.

Keywords: Hydrogen (H₂). Green hydrogen. Economic and environmental viability.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	7
1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO NO BRASIL A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS.....	7
2. DEMANDA ATUAL E FUTURA DE HIDROGÊNIO.....	25
2.1. Legislação e incentivos.....	25
2.2. Projetos.....	28
2.3. Utilização e demanda.....	31
3. MÉTODOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO.....	40
4. EMISSÕES DE GÁS CARBÔNICO NA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO.....	61
5. PRINCIPAIS DESAFIOS ATUAIS PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO.....	65
5.1. Desafios legais.....	65
5.2. Desafios relacionados ao produto.....	69
5.2.1. Desafios técnicos.....	69
5.2.1.1. Hidrogênio verde.....	69
5.2.1.2. Hidrogênio cinza, azul e musgo.....	72
5.2.2. Desafios de segurança.....	74
5.3. Desafios financeiros.....	78
5.4. Desafios de infraestrutura.....	85
5.4.1. Transporte.....	85
5.4.1.1. Gasodutos.....	87
5.4.1.2. Blendings de hidrogênio.....	90
5.4.1.3. Transporte por navios.....	91
5.4.1.4. Emissões no transporte.....	93
5.4.2. Armazenamento.....	94
6. MATRIZ DE DECISÃO.....	97
CONCLUSÃO.....	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107

INTRODUÇÃO

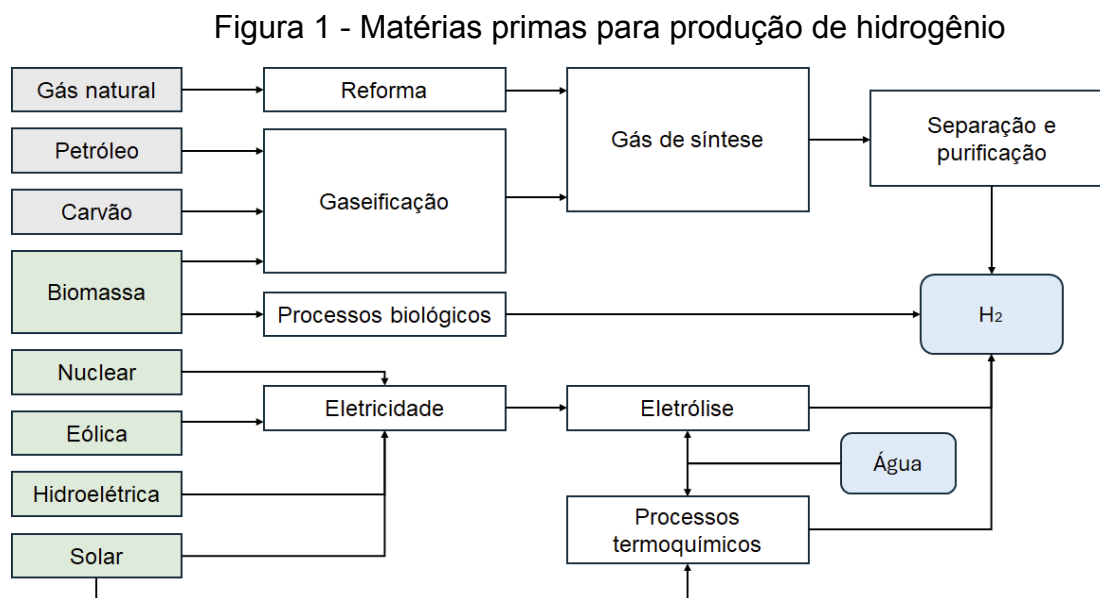
No cenário contemporâneo de transição energética global, a busca por fontes renováveis e sustentáveis torna-se cada vez mais imperativa e essa crescente demanda torna o hidrogênio uma peça-chave na transição para uma matriz energética mais sustentável. No contexto brasileiro, a atenção voltada para a diversificação das fontes de energia ganha destaque, especialmente diante da necessidade de alinhar a produção às demandas em constante evolução. Nesse contexto, o hidrogênio surge como uma alternativa promissora, destacando-se como um vetor energético versátil, capaz de impulsionar setores-chave como transporte, indústria e geração de energia.

O presente Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) visa explorar a importância do hidrogênio como uma fonte versátil de energia e se concentra no potencial significativo do Brasil como produtor estratégico de hidrogênio, considerando os recursos naturais abundantes e as condições favoráveis para a produção sustentável. Neste trabalho será analisado o potencial do Brasil no mercado mundial de hidrogênio, considerando a capacidade de produção, a demanda, os aspectos econômicos e ambientais, e os desafios atuais para a produção de hidrogênio. Ao analisar esses aspectos, além de avanços tecnológicos e iniciativas em andamento, busca-se destacar como o Brasil pode não apenas atender às suas próprias necessidades energéticas, mas também desempenhar um papel de liderança global na produção e utilização responsável do hidrogênio como componente crucial de um futuro energético sustentável.

1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO NO BRASIL A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS

O hidrogênio emergiu como uma promissora fonte de energia devido à sua versatilidade e potencial para impulsionar a transição energética global rumo a uma economia mais sustentável. Sua importância reside na capacidade de servir como uma alternativa limpa aos combustíveis fósseis, reduzindo significativamente as emissões de carbono e mitigando os impactos adversos das mudanças climáticas. Nesse contexto, a obtenção de hidrogênio a partir de fontes de energia renováveis é particularmente relevante, pois garante que o processo de produção seja

ambientalmente benigno e sustentável a longo prazo, representando um passo crucial em direção a um futuro energético mais limpo, seguro e resiliente. Na Figura 1, são apresentadas as diferentes matérias-primas que podem ser utilizadas para produção de hidrogênio.



Fonte: Souza (2009). Elaboração própria

Atualmente, há quatro fontes principais de H₂: Cinza, Azul, Musgo e Verde, sendo as três últimas relevantes em uma economia de baixo carbono. O hidrogênio gerado a partir de gás natural é conhecido como hidrogênio cinza. Nesta rota de produção, o hidrogênio é extraído do gás natural, mas ocorre a liberação de dióxido de carbono (CO₂) como subproduto. Essas emissões de carbono resultam na cor "cinza" para indicar que o processo não é considerado ambientalmente sustentável, pois contribui para o aumento das emissões de gases de efeito estufa.

Similarmente, o hidrogênio azul também é gerado a partir do gás natural, mas com tecnologias de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS - Carbon Capture, Utilization and Storage) para mitigar as emissões de dióxido de carbono (CO₂). As tecnologias CCUS abrangem a captação de CO₂, a combustão de combustíveis em processos industriais, o transporte do CO₂ por meio de navios ou oleodutos, e a sua utilização como recurso para a criação de produtos ou serviços de valor. Além disso, existe a opção de armazenamento permanente em formações geológicas no subsolo.

Já quando se trata da produção a partir de fontes renováveis, destaca-se o hidrogênio verde, que emprega eletricidade proveniente dessas fontes para realizar a eletrólise da água. O hidrogênio produzido a partir de biomassa também é considerado uma opção de baixo carbono, pois a biomassa absorve dióxido de carbono (CO₂) durante o seu crescimento, e a emissão resultante da queima ou gaseificação é geralmente menor do que a proveniente de combustíveis fósseis. O Quadro 1 apresenta as principais cores de hidrogênio e suas características.

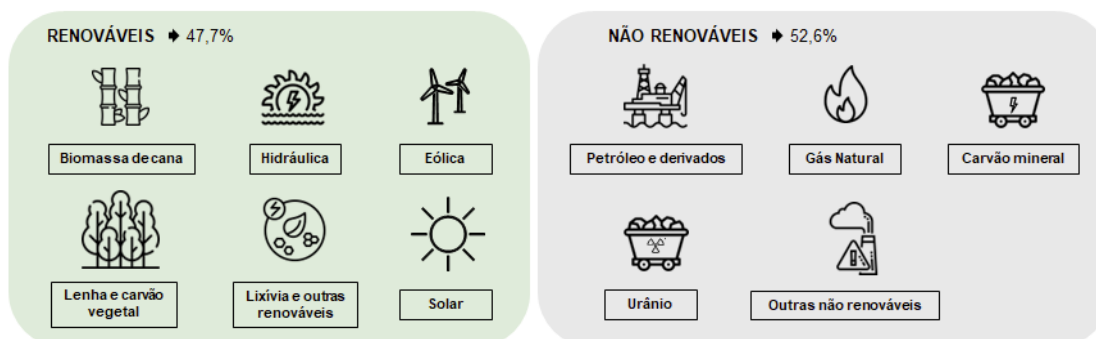
Quadro 1 - Cores de hidrogênio e seus métodos de produção

Cor do hidrogênio	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 do gás natural, sem CCUS.
Hidrogênio azul	Produzido a partir de gás natural (eventualmente, também a partir de outros combustíveis fósseis), com CCUS.
Hidrogênio verde	Produzido a partir de fontes renováveis via eletrólise da água.
Hidrogênio branco	Hidrogênio natural ou geológico.
Hidrogênio turquesa	Produzido por craqueamento térmico metano, sem gerar CO ₂ .
Hidrogênio musgo	Produzido de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica.
Hidrogênio rosa	Produzido com fonte de energia nuclear.

Fonte: EPE (2021)

O Brasil tem potencial significativo para a geração de hidrogênio de baixo carbono devido à sua matriz energética ser fortemente alimentada por fontes renováveis, que representam 47,7% da oferta interna de energia no Brasil. Nesse contexto, o Brasil ocupa a 7ª posição global em capacidade total de geração de energia e é o 3º maior produtor de energia renovável no mundo, ficando atrás somente dos Estados Unidos e da China (MCKINSEY & COMPANY, 2021, p. 4). A liderança na oferta renovável no país é da biomassa da cana-de-açúcar, seguida pela energia hidráulica, lenha e carvão vegetal, conforme apresentado na Figura 2. (EPE, 2023, p. 16).

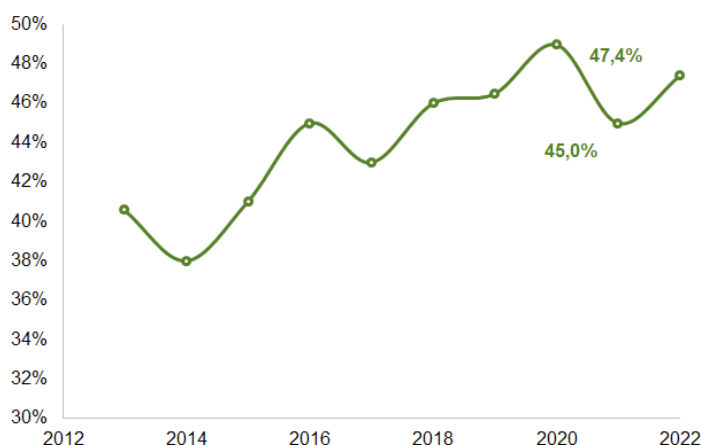
Figura 2 - Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) com ano base 2022



Fonte: EPE (2023, p. 16)

Embora as principais fontes renováveis ainda representem uma fatia menor em comparação com a energia proveniente do petróleo e seus derivados, a evolução histórica no Brasil demonstra uma trajetória ascendente para essas fontes na composição da matriz energética, conforme pode se observar na Figura 3. Esse avanço é impulsionado pelo crescimento da oferta de energia hidráulica, resultado tanto da melhoria das condições hídricas quanto da redução do uso de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis, como gás natural, carvão e derivados de petróleo. Além disso, o aumento na participação das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica, aliado ao incremento de outras renováveis, como lixívia, biogás e diversas biomassas, têm contribuído para manter a matriz energética brasileira em um nível renovável consideravelmente superior à média global, que está em torno de 15%. (EPE, 2023). Essas tendências são exemplificadas pela Tabela 1.1

Figura 3 - Progressão da participação das fontes renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE) 2022



Fonte: EPE (2023, p. 12)

Tabela 1.1 - Variação da participação das principais fontes renováveis na Oferta Interna de Energia entre 2021 e 2022.

Fonte de energia	Variação 22/21
RENOVÁVEIS	5,2%
Biomassa da cana	-5,5%
Energia Hidráulica	14,0%
Lenha e carvão vegetal	-0,5%
Eólica	12,8%
Solar	51,5%
Lixívia e Outras renováveis	18,3%
NÃO RENOVÁVEIS	-4,3%
Petróleo e derivados	4,3%
Gás natural	-21,2%
Carvão mineral	-17,5%
Urânio	-1,0%
Outras não renováveis	-6,2%

Fonte: EPE (2023, p. 18)

Em relação às rotas tecnológicas, as fontes renováveis de maior potencial no Brasil para a geração de hidrogênio de baixo carbono são a biomassa, o biogás, os bio-resíduos e as fontes solar e eólica.

Na produção a partir de biomassa, materiais orgânicos como resíduos agrícolas, florestais ou urbanos são quebrados por meio de processos de pirólise,

gaseificação ou fermentação. Durante esses processos, compostos orgânicos são convertidos em gases como o hidrogênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono, sendo então separados e purificados para obter o hidrogênio puro. A partir da biomassa, é possível explorar três alternativas: (1) a reforma do biometano (CH_4), componente principal do biogás, ou (2) a reforma do etanol ($\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$), com processos endotérmicos semelhantes e tecnologicamente maduros. A energia proveniente desses biocombustíveis viabiliza a manutenção de reatores (reformadores) em faixas de temperatura entre 650 a 900 °C, propiciando a geração de correntes contendo hidrogênio. Este hidrogênio, por sua vez, pode ser submetido a processos de purificação, resultando em elevados teores de pureza. (3) Uma opção adicional consiste nos métodos de gaseificação de biomassa sólida de custo reduzido, originando gases com níveis de hidrogênio mais baixos, passíveis de purificação. (NOGUEIRA, 2021).

Quando se trata do hidrogênio obtido a partir da biomassa residual, percebe-se potencial ainda mais significativo no contexto brasileiro devido à relevância do agronegócio na economia, representando aproximadamente 24,8% do PIB em 2022, e à considerável produção de resíduos agropecuários, provenientes tanto da criação de aves e suínos quanto das atividades nas lavouras de soja, milho e cana-de-açúcar, por exemplo. Essa biomassa atualmente é subutilizada, apesar da aplicação já existente para grande parte dos resíduos agroindustriais. Ela pode ser empregada na produção de hidrogênio por meio de diversas rotas tecnológicas, como a gaseificação, ou gerando biogás e biometano, que depois poderiam ser transformados em hidrogênio, a partir do processo de reforma a vapor. (EMBRAPA, 2023)

O bagaço e palha de cana e resíduos sólidos urbanos (RSU) são resíduos que podem ser considerados particularmente relevantes, pois estão presentes em múltiplas regiões do Brasil, indicando uma possível fonte amplamente disponível para a produção de hidrogênio a partir de biomassa residual. Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), o potencial técnico do hidrogênio derivado de biomassa residual equivale a 23% do consumo mundial atual. Essa estimativa leva em consideração exclusivamente as plantas de biodigestão já em funcionamento no país.

A capacidade de gerar hidrogênio em larga escala a partir de biomassa ainda é restringida principalmente pela quantidade disponível desse recurso. Contudo, essa limitação pode ser mitigada pela complementaridade desse potencial com as fontes de energia solar e eólica, nas regiões onde as indústrias já estão consolidadas e maduras.

Já na produção a partir de biogás, o processo envolve a decomposição anaeróbica de matéria orgânica, como restos de alimentos, esterco animal ou lodo de esgoto, em condições controladas, o que gera uma mistura de gases, incluindo metano e dióxido de carbono. Esse biogás é então purificado para remover impurezas, como o dióxido de carbono, resultando em uma composição mais rica em metano. Em etapas subsequentes, ocorre a reforma do biogás, na qual o metano é transformado em uma mistura de hidrogênio (H_2), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2). A tecnologia de digestão anaeróbica para a produção de biogás é atualmente a mais desenvolvida, contudo, limita-se ao processamento de lodo de esgoto, resíduos agrícolas, subprodutos do processamento de alimentos, resíduos domésticos e algumas culturas energéticas.

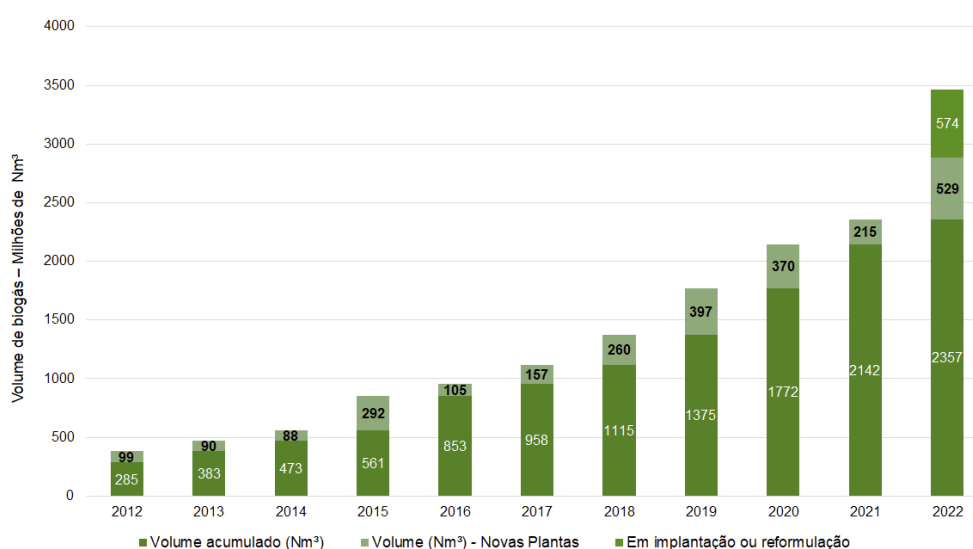
Em relação ao mercado de produção de biogás, observa-se um elevado potencial de expansão. De acordo com informações da Associação Brasileira do Biogás (ABIOGÁS, 2023), o avanço contínuo na criação de empresas nacionais fornecedoras de bens e serviços para a indústria de biogás contribui para a redução dos custos associados à implantação de instalações de biogás e biometano no território nacional. Além disso, o crescimento do setor é impulsionado também por investimentos de grandes corporações, como a Geo Biogás & Tech, que divulgou um aporte de R\$600 milhões para a implementação de usinas de geração de fontes renováveis em 2023. As novas instalações serão dedicadas à produção do hidrogênio verde, além de um novo combustível sustentável de aviação (SAF), ambos produzidos a partir da cana-de-açúcar. (CORREIO BRAZILIENSE, 2023).

Em relação ao volume de biogás destinado a fins energéticos, houve um crescimento expressivo na produção anual, evidenciado por um aumento de 22% entre 2021 e 2022, conforme apresentado pela Figura 4. A produção passou de 2,3 bilhões de metros cúbicos em 2021 para 2,8 bilhões de Nm^3 em 2022. De acordo com levantamento realizado pelo Centro Internacional de Energias Renováveis e

Biogás (CIBIOGÁS, 2023), 114 novas unidades de biogás entraram em operação no país, representando uma expansão significativa de 15% em relação ao ano anterior. Com base nos dados fornecidos pela Abiogás (2021), exemplificados pela Figura 5, o potencial teórico de produção de biogás no Brasil atinge a marca de 84,6 bilhões de metros cúbicos anuais. No entanto, a produção registrada em 2022 representa apenas 3,3% desse vasto potencial. Ao analisar o potencial de produção a curto prazo, que considera resíduos e efluentes prontamente acessíveis nas cadeias da pecuária, indústria e saneamento, estimado em 10,8 bilhões de metros cúbicos por ano (INSTITUTO I17, 2021), revela-se que 74% desse potencial ainda permanece inexplorado.

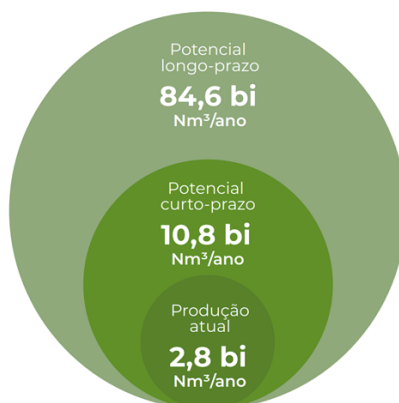
Esses dados destacam não apenas a significativa discrepância entre o potencial teórico e a produção atual de biogás no país, mas também indicam oportunidades substanciais para a expansão e maximização do aproveitamento dessa fonte de energia renovável. A exploração mais eficiente desses recursos pode desempenhar um papel crucial na diversificação da matriz energética brasileira e na produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis.

Figura 4 - Progressão do crescimento do volume de biogás de plantas em operação no Brasil (Série histórica 2012-2022)



Fonte: CiBiogás (2022, p. 11)

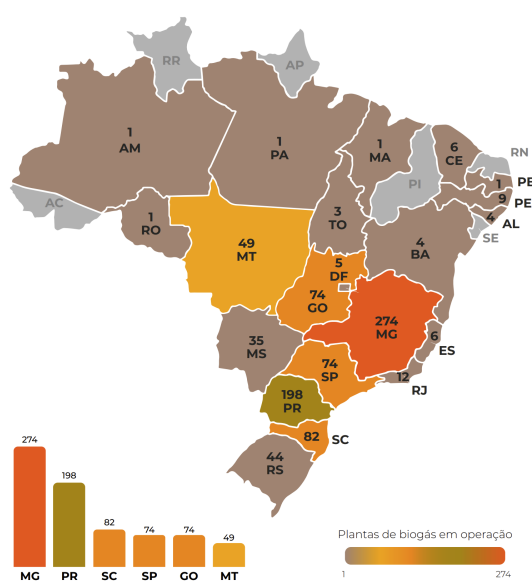
Figura 5 - Representação do potencial de produção teórico e do aproveitado atualmente



Fonte: CiBiogás (2022, p.12)

A produção desse gás é predominantemente realizada nos setores industrial, com 57% da produção de biogás do setor sendo produzida por indústrias sucroenergéticas, agropecuária e tratamento sanitário, com uma concentração significativa de plantas de biogás nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. (ABIOGÁS, 2023). A Figura 6 apresenta a concentração das plantas de produção de biogás no território brasileiro.

Figura 6 - Concentração de plantas de produção de biogás no Brasil

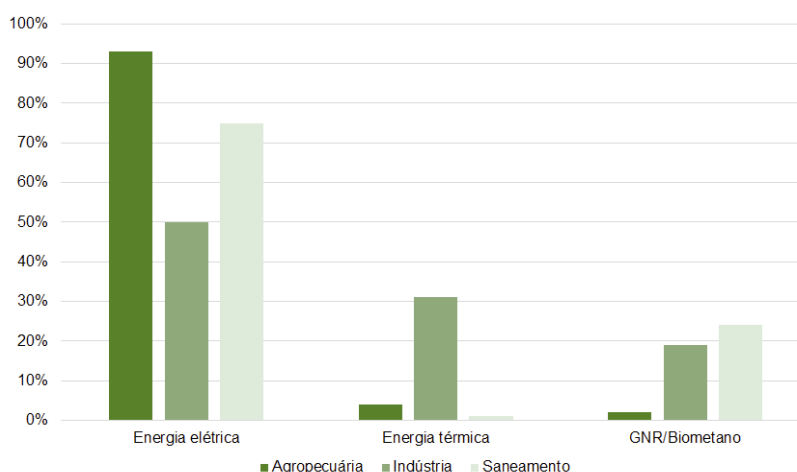


Fonte: CiBiogás (2022, p. 15)

Apesar da importância do biogás na geração de energia elétrica, a utilização desse recurso para a produção de biometano tem crescido substancialmente no mercado nacional. Esta tendência se reflete na alocação de uma parcela significativa, correspondente a 22% do volume total de biogás produzido no país, para essa finalidade, conforme pode ser observado na Figura 7. Em 2022, observou-se um aumento de 82% no número de plantas que adotaram sistemas de purificação de biogás para a obtenção de biometano destinado ao autoconsumo e/ou comercialização. (CIBIOGÁS, 2023).

Esses cenários não apenas indicam a diversificação das aplicações do biogás, mas também apontam para uma correlação interessante com a produção de hidrogênio a partir de biometano. Essa tendência sugere uma resposta positiva do mercado às vantagens e aplicações do biometano, não apenas em termos de sustentabilidade energética, mas também ao vislumbrar possíveis oportunidades comerciais. A crescente preferência pelo biometano como uma fonte de energia mais limpa e versátil pode, assim, catalisar oportunidades adicionais na produção de hidrogênio.

Figura 7 - Aproveitamento energético predominante do volume de biogás produzido pelos setores agropecuário, industrial e de saneamento



Fonte: CiBiogás (2022), Elaboração própria.

No que diz respeito ao etanol, o processo de produção de hidrogênio a partir dele ainda está em fase de desenvolvimento e não é tão predominante quanto outras rotas de produção, como a reforma do gás natural. Esse processo pode

envolver o uso de etanol anidro ou hidratado por meio de reforma a vapor ou gaseificação, respectivamente. Ambas as abordagens possuem vantagens e desvantagens em termos de eficiência e custo, sendo que a reforma a vapor é a rota mais comum para a produção comercial de hidrogênio a partir de etanol devido à sua eficiência e à sua aplicação industrial estabelecida.

O Brasil, como segundo maior produtor mundial de etanol sendo responsável por 28% do etanol produzido mundialmente segundo o RFA (2024), tem um considerável potencial para a geração de hidrogênio a partir desse biocombustível, principalmente devido à produção comumente feita a partir da cana-de-açúcar em usinas de açúcar e álcool nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Nordeste. Essa abundância de matéria-prima oferece uma base sólida para a produção de hidrogênio sustentável, e a existência de uma indústria consolidada voltada para o abastecimento do setor automotivo com esse combustível poderia facilitar a transição para a produção de hidrogênio a partir do etanol.

Embora quase toda a produção brasileira de etanol seja destinada ao mercado interno, o país é um dos principais mercados para o etanol americano, recebendo 15% do volume exportado pelos EUA em 2020 segundo o Banco do Nordeste (2022, p. 2). Essa dinâmica de exportação e importação tem implicações significativas para o potencial de utilização do etanol na produção de hidrogênio. A flexibilidade de importá-lo em momentos estratégicos para garantir a oferta no mercado interno é uma medida pragmática, fornecendo uma fonte confiável para a produção de hidrogênio verde e fortalecendo a transição para uma matriz energética mais sustentável. No entanto, isso também sujeita o país a flutuações nos preços globais e a condições econômicas internacionais, o que pode afetar negativamente a viabilidade econômica da produção de hidrogênio a partir do etanol.

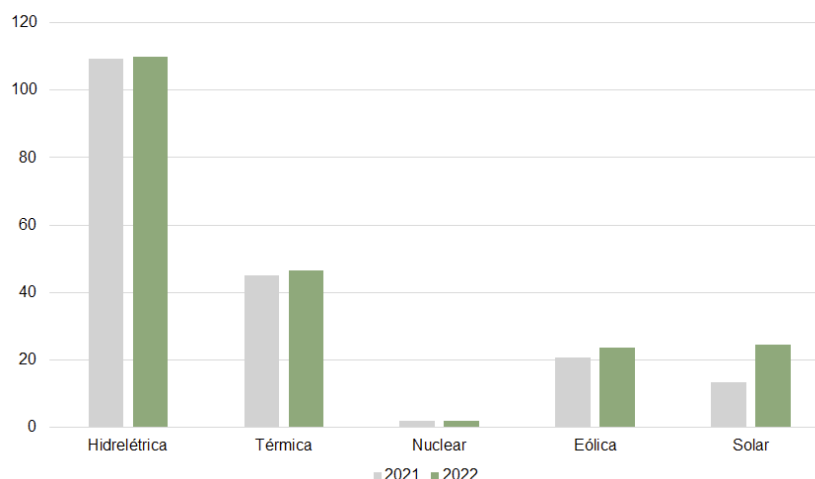
Além disso, a oscilação na produção e demanda de etanol, comum na produção de biomassa, pode impactar a disponibilidade desse biocombustível para a produção contínua de hidrogênio verde, introduzindo desafios logísticos e operacionais. Apesar desses desafios, o Brasil está bem posicionado para explorar o potencial do etanol na produção de hidrogênio, contanto que haja uma gestão eficiente da oferta interna, estratégias resilientes diante das flutuações do mercado

e uma avaliação ponderada dos impactos econômicos associados à importação e exportação de etanol para a produção de hidrogênio.

Ainda que incipiente, essa rota de produção tem sido alvo de iniciativas inovadoras. A empresa Hytron, localizada em Sumaré, São Paulo, tem explorado a produção de hidrogênio por meio da reforma do etanol, e recentemente estabeleceu parceria com a Shell Brasil, Raízen, Universidade de São Paulo (USP) e o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai) para a construção de equipamentos para este método de produção de hidrogênio com foco na validação da tecnologia por meio da construção de duas unidades-piloto e posterior implementação de fábrica com maior capacidade (FAPESP, 2022). Além disso, a Nissan tem colaborado com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN, 2021) para o desenvolvimento de veículos elétricos com células de combustível que utilizam hidrogênio gerado a bordo por meio da reforma catalítica de etanol. Esses esforços indicam viabilidade técnica, com protótipos em contínuo aprimoramento, visando melhorar o desempenho e reduzir o volume ocupado pelo reformador.

Com a redução dos custos da eletricidade renovável, especialmente proveniente de fontes como energia solar fotovoltaica e eólica, há um crescente interesse na produção de hidrogênio por meio da eletrólise. A matriz energética brasileira é dominada pelas hidrelétricas, representando 61,9% da oferta interna de energia elétrica em 2022, refletindo um crescimento de 14% em relação ao ano anterior (EPE, 2023). As fontes eólicas e solares também estão experimentando um crescimento expressivo na capacidade instalada, com previsões de alcançarem 30% e 17%, respectivamente, da capacidade total de geração de energia no Brasil até 2040, impulsionadas pela redução significativa nos custos associados a essas fontes. Em 2020, o Levelized Cost of Electricity (LCOE) da energia eólica na região do Nordeste situou-se entre 119 e 142 reais por MWh, com uma expectativa de redução de 27% até 2040. No caso da energia solar, os custos variaram de 145 a 184 reais por MWh na região Sudeste e de 129 a 169 na região Nordeste, mas apresentam uma tendência de queda de 46% no LCOE médio até 2040. (MCKINSEY & COMPANY, 2021, p. 4).

Figura 8 - A capacidade instalada em gigawatts (GW) avaliada nos anos de 2021 e 2022



Fonte: EPE (2023)

Em 2019, o Brasil ocupou o sétimo lugar global em capacidade total instalada de geração eólica e a produção continua a expandir. Neste contexto, a região Nordeste destaca-se como um centro significativo para a produção de hidrogênio verde, beneficiando-se de um considerável potencial para geração de energia proveniente de fontes eólicas e solares, que podem ser combinadas na mesma localização para otimizar projetos de produção de hidrogênio, e da posição estratégica dos portos da região em relação aos principais mercados europeus. A combinação desses fatores promoveu o surgimento de iniciativas como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e centros de inovação em hidrogênio, com o objetivo de impulsionar o avanço do mercado e da tecnologia na indústria nacional, tornando-se uma referência internacional e uma plataforma de colaboração para outras nações. (OLIVEIRA, 2022)

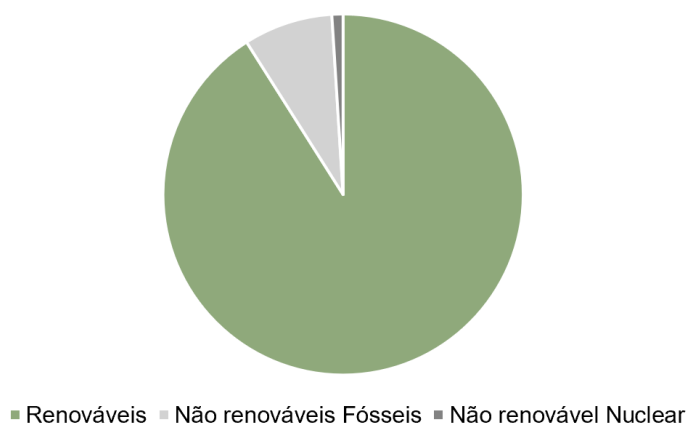
Além do potencial para energia eólica em terra (onshore), o cenário da energia eólica marítima (offshore) ganha destaque no Brasil. Atualmente, estão sendo desenvolvidas no país regulamentações ambientais para a geração de energia eólica marítima (offshore) e projetos estão em fase de licenciamento no IBAMA, indicando uma perspectiva de maior incorporação dessa fonte na matriz elétrica nacional. Quanto à energia solar fotovoltaica, embora em estágio inicial,

prevê-se um crescimento acelerado na capacidade instalada total do país até 2029, conforme o "Plano Decenal de Expansão de Energia 2029", com expectativa de que essa participação cresça de aproximadamente 2% para 8% até final do período abordado pelo plano. (EPE, 2020)

Essas perspectivas promissoras consolidam o Brasil como um ator relevante na produção de hidrogênio verde e indicam um comprometimento significativo com a transição para fontes renováveis e a exploração de tecnologias avançadas, posicionando o país como um protagonista no cenário internacional de energia sustentável. Contudo, destaca-se a importância de não apenas analisar a capacidade instalada, mas de focar também a demanda dessas fontes, a fim de estabelecer o limite superior da disponibilidade de recursos, que seria atingido caso todas as tecnologias mais eficientes fossem empregadas para recuperar a totalidade dos recursos disponíveis.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 oferece uma projeção dos recursos remanescentes para atender à demanda nacional de energia e o potencial técnico de produção de hidrogênio no Brasil. Essa projeção baseia-se no Plano Nacional de Energia – PNE 2050, utilizando o inventário de recursos energéticos e a demanda de energia associada ao cenário desafiador de expansão. No PNE 2050, os recursos não renováveis fósseis foram considerados até o ano em questão, o recurso não renovável nuclear foi calculado com base nas reservas totais de urânio, e os recursos renováveis foram avaliados com base nos potenciais estimados para 2050, dada sua natureza não cumulativa a longo prazo. A distribuição percentual do inventário de recursos energéticos até 2050 e os valores ajustados para uma base anual são apresentados na Figura 9 e na Tabela 1.2, totalizando 7,9 Gtep/ano. (EPE, 2022).

Figura 9 - Composição percentual do inventário de recursos energéticos considerados, por ano, até 2050



Fonte: EPE (2022, p. 359)

Tabela 1.2 - Recursos energéticos utilizados na base de cálculo do potencial de hidrogênio no período de 2020 a 2050, em base anual

Recurso energético	Inventário PNE 2050 (Mtep/ano)	Período
Renováveis	7.215	
Biomassa	375	Montante em 2050
Eólica	1.386	Fluxo Contínuo
Hidráulica	108	Fluxo Contínuo
Solar	5.347	Fluxo Contínuo
Não renováveis fósseis	610	
Carvão vapor	239	Média entre 2020 e 2050
Gás natural	94	Média entre 2020 e 2050
Petróleo	277	Média entre 2020 e 2050
Não renováveis nuclear	80	
Urânio	80	Média entre 2020 e 2050
Total geral	7.905	

Fonte: EPE (2022, p. 410)

Ao calcular o saldo de recursos energéticos disponíveis para a produção de hidrogênio, a demanda final no cenário desafiador de expansão foi subtraída, adotando as seguintes simplificações:

- Consideração apenas da demanda final de eletricidade em 2050, enquanto para outras fontes, foram considerados os acumulados das demandas finais de 2020 a 2050.
- A demanda elétrica foi assumida como atendida totalmente por recursos renováveis onshore hidráulico, solar e eólico, devido à sua acessibilidade e

maior eficiência na conversão em hidrogênio.

- Toda a biomassa excedente foi alocada para a produção de hidrogênio.

As quantidades das demandas finais dos recursos energéticos que afetam a disponibilidade para a produção de hidrogênio em 2050, que totalizaram 6.783 Mtep, são apresentadas na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 - Demanda final acumulada, até 2050, dos energéticos que impactam a disponibilidade de recursos para produção de hidrogênio

Fontes finais	Demanda Final (Mtep)	Período
Eletricidade	134	Montante em 2050
Carvão vapor	195	Acumulado de 2020 a 2050
Gás natural	1.073	Acumulado de 2020 a 2050
Derivados de petróleo	5.381	Acumulado de 2020 a 2050
Total	6.783	-

Fonte: EPE (2022, p. 410)

A Tabela 1.4 apresenta o saldo estimado de recursos energéticos disponíveis anualmente para a produção de hidrogênio. A metodologia utilizada e as rotas tecnológicas adotadas para a conversão dos recursos energéticos em hidrogênio são detalhadas na Tabela 1.5, juntamente com os fatores de conversão aplicados.

Tabela 1.4 - Saldo de recursos energéticos com potencial para produção de hidrogênio no horizonte de 2050

Recurso energético	Saldo com potencial para hidrogênio (Mtep/ano)	Período
Não renovável fóssil	388	Média entre 2020 e 2050
Carvão vapor	232	Média entre 2020 e 2050
Petróleo	98	Média entre 2020 e 2050
Gás natural	58	Média entre 2020 e 2050
Não renovável nuclear	80	Média entre 2020 e 2050
Renovável - Offshore*	6.637	Fluxo Contínuo
Renovável - Biomassa	372	Fluxo Contínuo
Renovável - Onshore*	70	Fluxo Contínuo
Total	7.547	-

Fonte: EPE (2022, p. 411)

Nota: *Os recursos renováveis onshore e offshore considerados são o hidráulico, o solar e o eólico

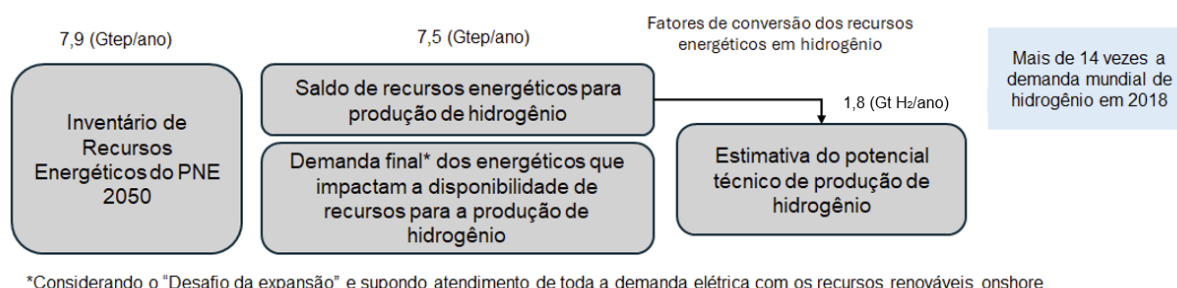
Tabela 1.5 - Fatores de conversão dos recursos energéticos em hidrogênio

Recurso energético	Rota de produção de hidrogênio	Fator de conversão (TH ₂ /tep)
Hidráulico, eólico e solar	Eletrólise	0,258
Biomassa florestal e resíduos agrícolas	Gaseificação de biomassa	0,130
Bagaço de cana	Gaseificação de biomassa	0,130
	UTE + Eletrólise	0,059
	Biodigestão anaeróbia + Reforma a Vapor (descentralizada)	0,036
Resíduos da Pecuária	Biodigestão anaeróbia + Reforma a Vapor (descentralizada)	0,210
Nuclear	UTN + Eletrólise	0,086
Gás natural	Reforma a Vapor (centralizada)	0,227

Fonte: EPE (2022, p. 411)

A Figura 10 apresenta a metodologia empregada para calcular e estimar o potencial técnico total de produção de hidrogênio no Brasil até 2050. Essa estimativa totaliza 1,8 Gt/ano, ultrapassando mais de 14 vezes a demanda global de hidrogênio em 2018.

Figura 10 - Esquema do cálculo da estimativa do potencial técnico de produção de hidrogênio



Fonte: EPE (2022, p. 361)

Nota: *Considerando o "Desafio da expansão" e supondo atendimento de toda a demanda elétrica com os recursos renováveis onshore

Os resultados da estimativa anual do potencial técnico de produção de hidrogênio, derivados do saldo dos recursos energéticos até 2050, são apresentados na Tabela 1.6. Vale notar que os recursos renováveis onshore e offshore considerados incluem hidráulico, solar e eólico, e o potencial onshore pode ser substancialmente superior sem a suposição de atender toda a demanda de energia por fontes renováveis, conforme mencionado anteriormente.

Tabela 1.6 - Estimativa do potencial técnico de produção de hidrogênio a partir do saldo de recursos energéticos até 2050

Recurso energético	Potencial para hidrogênio (Mtep/ano)
Renovável - Offshore	1.715,3
Renovável - Onshore	18,1
Biomassa	50,5
Nuclear	6,9
Fósseis	60,2
Total	1.851

Fonte: EPE (2022, p. 361)

Os recursos renováveis offshore emergem como uma fonte de extraordinário potencial técnico para a produção de hidrogênio. O destaque recai sobre a energia solar fotovoltaica, contribuindo com a maior parcela, representando 79% do potencial identificado. Em seguida, a energia eólica também desempenha um papel significativo, especialmente além dos 100 km até o limite da Zona Econômica Exclusiva (ZEE), alcançando uma contribuição de 15%. Detalhando ainda mais, o segmento remanescente do recurso eólico dentro dessa faixa, até 100 km da costa, apresenta um potencial de 101,2 Mt H₂/ano. Já o recurso eólico oceânico, situado além desse ponto, demonstra um potencial adicional de 8,8 Mt H₂/ano. Essas cifras detalhadas podem ser consultadas na Tabela 1.7, proporcionando uma visão mais aprofundada do notável potencial dessas fontes renováveis offshore para a produção de hidrogênio. (EPE, 2022).

Tabela 1.7 - Detalhamento do potencial técnico de produção de hidrogênio a partir dos recursos renováveis offshore

Recurso energético	Potencial para hidrogênio (Mtep/ano)
Eólica offshore – 10 km dist.	11,2
Eólica offshore – 50 km (exc. 10 km dist)	39,8
Eólica offshore – 100 km (exc. 50 km dist)	50,2
Eólica offshore – ZEE (exc. 100 km dist)	249,2
Oceânica	8,8
PV offshore	1.356,1
Total	1.715,3

Fonte: EPE (2022, p. 361)

2. DEMANDA ATUAL E FUTURA DE HIDROGÊNIO

2.1. Legislação e incentivos

Embora a legislação referente à utilização do hidrogênio como fonte energética no Brasil tenha avançado desde do início das discussões sobre o assunto, ainda no período em que esse relatório está sendo escrito faltam algumas lacunas a serem preenchidas, como a agência reguladora, agências certificadoras e taxonomia. O primeiro marco que o Programa Nacional de Hidrogênio remonta é quando o MCTI iniciou sua atuação frente à utilização do hidrogênio energeticamente em 1995 e a criação do Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH), em 1998, na Unicamp. Sua função era reunir e compartilhar informações relevantes sobre o uso de energia nessa área, além de apoiar pesquisas relacionadas ao tema.

Em 2002, foi lançado o Programa Brasileiro de Células a Combustível (ProCaC) com o objetivo de promover o desenvolvimento tecnológico por meio de projetos colaborativos entre entidades de pesquisa e empresas privadas. Em 2005, foi reformulado e renomeado para "Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio" (ProH2), sob a coordenação do Ministério de Ciência e Tecnologia. Os principais objetivos eram estabelecer as diretrizes para viabilizar tecnicamente o uso do hidrogênio no Brasil, por meio do incentivo a projetos de pesquisa e desenvolvimento, criar normas técnicas e desenvolver núcleos PD&I envolvendo universidades, institutos de pesquisa, centros de pesquisa, incubadoras e empresas. Inclusive, foi baseado nesse programa que o IPEN criou seu programa integrado de desenvolvimento de células a combustível e hidrogênio, cujas metas são norteadas pelo ProH2.

Em 2003, o Brasil virou membro da Parceria Internacional para Hidrogênio e Células a Combustível na Economia – IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy), que visa partilhar informações sobre células a combustível e o hidrogênio no âmbito governamental, industrial e acadêmico, além de fomentar discussões de certificação e regulamentação. Inicialmente, a representação oficial na parceria era de responsabilidade do MME, mas em 2017 foi passada para o MCTI e as reuniões são semestrais. Na América Latina, apenas o

Chile e o Brasil são membros, o que ressalta ainda mais a importância do Brasil frente a outras nações.

Em 2005, foi publicado outro marco importante pelo MME: o “Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil”, cujos objetivos eram diversificar a matriz energética brasileira, com base na produção de hidrogênio verde com base sobretudo no gás natural e também em fontes renováveis de energia (nesse cenário, a ênfase era no etanol).

Em 2010, o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos publicou o estudo intitulado “Hidrogênio energético no Brasil: Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025”, dividido entre diversas etapas necessárias para que o hidrogênio fosse utilizado como matriz energética do Brasil, indicando os gargalos e propostas e soluções. Isso incluía criar projetos para demonstrações, investir tanto em pesquisa básica quanto aplicada, incentivar a formação de profissionais no assunto, promover o desenvolvimento tecnológico, especialmente em eletrólise da água, reforma de hidrocarbonetos e gaseificação de biomassa e em células a combustível para reduzir os custos com materiais, como membranas separadoras, eletrodos e catalisadores.

Então, houve um período em que a agenda foi deixada um pouco de lado, com a diminuição de investimentos sobre a temática, inclusive com a descontinuação do PROH2 em 2012. Isso pode ser explicado também pela descoberta do petróleo brasileiro, mudando o foco energético do país. Diante desse cenário, surge então a Associação Brasileira do Hidrogênio, com o objetivo de incentivar a cadeia da produção, armazenamento, distribuição e uso do hidrogênio e reviver, de certa maneira, essa temática, reorganizando as diversas iniciativas e recursos.

Em 2018, o “Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Renováveis e Biocombustíveis em 2018-2022” adiciona o hidrogênio como um meio alternativo para o setor de energias renováveis, com recomendações que instigam a pesquisa e desenvolvimento tecnológico e da inovação na cadeia de produção de hidrogênio. Um ponto que vale ressaltar é também a indicação como combustível, inclusive veicular. Esses pontos são reforçados em 2020, com o PNE 2050 (Plano Nacional de Energia) adicionando o hidrogênio no capítulo de “Tecnologias Disruptivas” e em

2021 na nota técnica “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio” da EPE. Ambos ressaltam não só o alto potencial do hidrogênio em um cenário de descarbonização energética, como também as vantagens que o Brasil apresenta para tanto e a necessidade da criação de ferramentas legais e de infraestrutura para tornar isso uma realidade.

Em novembro de 2023, a Câmara dos Deputados aprovou em votação simbólica o projeto de lei que permite a criação do marco legal para exploração de hidrogênio de baixo carbono no Brasil, que passa para o Senado Federal. No entanto, a pedido do governo, a maioria dos incentivos tributários, regulatórios e tarifários para o setor foram deixados de lado na proposta, em virtude da pressão para zerar o déficit nas contas públicas e nem condições de repassar os gastos para os consumidores via tarifa elétrica.

No documento, é prevista a criação da Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, que permite o desenvolvimento de todas as rotas de produção, sem distinção por cores (verde, azul, marrom, etc), isso porque torna a produção mais rígida e atrasa o seu desenvolvimento. “A escolha deve ser feita pelo mercado, conforme amadurecem as diversas tecnologias envolvidas na produção do insumo. Os investidores devem avaliar quais as soluções mais competitivas para viabilizar essa produção”, argumenta Bacelar, relator do projeto.

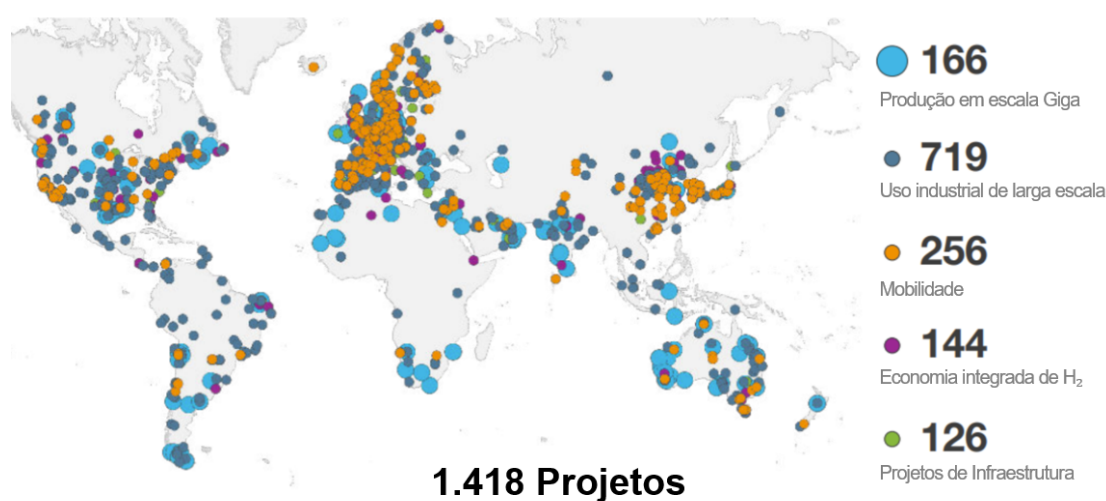
A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) será responsável pela governança do setor e também é prevista a criação do Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio para garantir que a produção seja certificada, promovendo que o produto seja aplicado de forma sustentável. Porém, essa certificação é voluntária.

Quanto aos incentivos, foi contemplado o principal incentivo para a produção: o Rehidro, que se estende às empresas produtoras de hidrogênio de baixo carbono incentivos tributários, garantindo a suspensão de PIS, Cofins, PIS-Importação e Cofins-Importação na aquisição ou importação de insumos produtivos, tais como máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos e de materiais de construção destinados aos projetos de hidrogênio. Outra fonte de recursos será por meio do Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), cujo objetivo é financiar a transição energética através do uso de

hidrogênio de baixa emissão de carbono baseados, por exemplo, em empréstimos de instituições financeiras e doações de entidades.2.2. Projetos

Em Dezembro de 2023, foram mapeados 1418 projetos pelo Hydrogen Council, sendo que a maior parte deles está localizado na Europa, com foco sobretudo em mobilidade. O resultado do mapeamento é mostrado na Figura 11.

Figura 11 - Projetos de produção de hidrogênio no mundo



Fonte: Hydrogen Council (2023)

Na América Latina, o país com maior número de projetos e mais avançado na produção é o Chile, enquanto no Brasil, os projetos se concentram especialmente na região Nordeste devido a presença marcante da energia eólica, tendo como foco especialmente abastecimento interno para indústrias ou exportação para países europeus. As principais iniciativas constam na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Projetos de hidrogênio verde no Brasil

Empresa	Valores previstos (US\$)	Capacidade (ton)	Estágio	Produto	Local
Fortescue Future Industries	6 bilhões	15.000.000	Pré-Contrato	HV	Porto de Pecém (CE)
Enegix Energy	5,4 bilhões	600.000	MoU	HV	Porto de Pecém (CE)
Qair	6,9 bilhões	488.000	MoU	HV	Porto de Pecém (CE)
Casa dos Ventos	4 bilhões	365.000	MoU	HV e Amônia	Porto de Pecém (CE)
EDP	42 milhões	2.000	P&D	HV	Porto de Pecém (CE)
Qair	3,9 bilhões	488.000	MoU	HV	Suape (PE)
Unigel	1,5 bilhão	100.000	Em Operação	HV e Amônia	Camaçari (BA)
Shell/Raizen/Hytron/Toyota	50 milhões	390	P&D	HV	São Paulo (SP)
Fortescue Future Industries	3,2 bilhões	250.000	MoU	HV	Porto de Açu (RJ)

Fonte: Elaboração própria, FGV, IPEA e EPE

Dentre esses pontos, se destaca principalmente o Complexo do Porto de Pecém devido também à infraestrutura já existente na região devido a presença do próprio porto e gasodutos, como a do Gasfor com cerca de 389 km e Gasfor II de 76 km. Outra vantagem para as empresas que estão buscando investir na produção de hidrogênio verde são as condições oferecidas pela Zona de Processamento de Exportação (ZPE) Ceará, que possibilitam o acesso a incentivos administrativos, cambiais e tributários, bem como segurança jurídica e procedimentos burocráticos mais simples.

Em Pecém, a principal fonte de energia para a produção é a eólica (tanto a onshore, quanto à offshore). O porto da região tem como parceiro o Porto de Roterdã, um dos maiores e mais importantes da Europa, com participação societária de 30% (CIPP, 2023). Observa-se que a região recebeu diversos investimentos de empresas europeias, tais como a Qair, francesa focada na comercialização e geração de energia, e a Transhydrogen Alliance, um Consórcio formado pelas empresas Proton Ventures, Trammo, Global Energy Storage e Varo, cujo objetivo é exportar um volume equivalente a cerca de 2,5 milhões de toneladas de amônia verde, que serão exportadas até o porto de Roterdã. As australianas também chamam a atenção, como a mineradora Fortescue que tem como meta a produção de 15 milhões de toneladas por ano, investindo cerca de 10% do lucro líquido na missão de comoditizar o hidrogênio verde como uma energia marítima e também a Enegix, focada na produção de energia renovável e sua comercialização.

Na Bahia, outro pólo produtor que utiliza especialmente as energias solar e eólica, tem como principal projeto o da empresa Unigel, responsável por desenvolver o primeiro projeto de H_2 produzido a partir da eletrólise em escala industrial do Brasil. A primeira etapa do projeto envolve a implementação do eletrolisador da ThyssenKrupp, com capacidade de 60 MW, prevista para ser concluída até 2024. Nesse primeiro momento, o investimento foi de aproximadamente de 120 milhões de dólares, com a produção estimada de 10.000 ton H_2 /ano e 60.000 ton. de amônia verde por ano. Na última etapa, terceira fase, a meta é atingir a capacidade de 600 MW em eletrolisadores, produzindo 100.000 t H_2 /ano, com investimento total do projeto da ordem de 1,5 bilhões de dólares. A iniciativa é voltada sobretudo para abastecer o mercado interno, com foco na produção de fertilizantes e vendas para

sustentar a descarbonização de empresas que busquem a amônia e o hidrogênio como alternativas para atividades como o transporte.

Nas demais regiões, a produção é menos encorpada. Na região Centro-Oeste, a produção nos estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul são focados na produção de amônia para fertilizantes com a intenção de abastecer a força motriz econômica da região que é o agronegócio. A fonte de energia utilizada é a biomassa, derivada sobretudo de resíduos de lavouras, como soja e milho. A mesma lógica serve para os estados do Sul, especialmente o Paraná. No Rio Grande do Sul, a empresa Enterprize Energy, do Reino Unido, tem um projeto para produção de energia eólica, e por meio da eletrólise, H_2V e amônia verde, que inicialmente irá para o mercado local e futuramente exportado.

Na região Sudeste, existe um investimento expressivo da Fortescue no Porto de Açu no Rio de Janeiro, voltado para a exportação, mas o estado apresenta um potencial expressivo dada a presença de diversas siderúrgicas, como a CSN e a logística de gás e geração elétrica a partir das fontes eólicas e solares. Em Minas Gerais, existe um investimento da GIZ, a Agência Alemã de Cooperação Internacional, envolvendo um investimento de US\$ 39 milhões, em parceria com a Unifei para construção de uma planta-piloto de eletrólise com capacidade de 5 MW, também focado no mercado interno para a siderurgia, mineração e produção de fertilizantes. Por fim, em São Paulo será construída primeira estação do mundo de abastecimento de hidrogênio renovável a partir do etanol, com uma planta-piloto ocupará uma área de $425\ m^2$ e terá capacidade de produzir $4,5\ kgH_2/h$, dedicada ao abastecimento de até três ônibus e um veículo leve. Trata-se de um projeto de pesquisa envolvendo grandes instituições como a Shell, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e os parceiros a Hytron, Toyota, a Raízen, o SENAI CETIQT e a Universidade de São Paulo através do Centro de Pesquisa para Inovação em Gases de Efeito Estufa (RCGI) contando com um investimento total de R\$ 50 milhões. A estimativa é de que a estação experimental esteja operando na segunda metade de 2024. Outra iniciativa foi o investimento de US\$ 19,4 milhões pela Unipar para a produção de cloro, soda e policloreto de vinila (PVC) em Santo André e também a produção de hidrogênio e amônia verde pela Yara Fertilizantes em seus parques industriais a partir do biometano da Raízen, pelo

firmamento de um contrato de longo prazo estabelecendo a venda de gás natural renovável, ou biometano. O Valor Econômico elaborou um mapa que sintetiza essas explicações, como pode ser observado na Figura 12.

Figura 12 - Projetos de Hidrogênio Verde no Brasil, fontes e usos



Fonte: Valor Econômico (2023)

2.3. Utilização e demanda

Atualmente, as refinarias são as principais destinatárias do H_2 , representando aproximadamente 74% do consumo total na indústria brasileira, graças não apenas à crescente demanda por hidrotratamento de derivados de petróleo, impulsionada por regulamentações ambientais rigorosas, mas também à inclusão mais recente de óleos vegetais no processo de refino. No país, a produção e o consumo são controlados basicamente pela Petrobras, uma vez que a empresa responde por 95% da produção nacional, utilizando como fonte especialmente o processo de reforma a vapor do gás natural (GIZ, 2021).

Nessas indústrias existem, basicamente, dois processos são consumidores

de hidrogênio: o Hidrocraqueamento Catalítico (HCC) e o Hidrotratamento (HDT), como dessulfurização e desnitrogenação, sendo que para a realização do HCC e HTD é necessária a utilização de uma atmosfera redutora com hidrogênio. Uma das aplicações é inclusive utilizá-lo para remover impurezas de enxofre e dado um esforço das empresas para reduzir o impacto e impureza dos seus combustíveis, espera-se um aumento do consumo de hidrogênio. A Petrobras, por exemplo, planeja até 2026 produzir 100% do óleo diesel em suas refinarias com baixíssimo teor de enxofre (10 ppm).

No ano de 2020, as refinarias brasileiras geraram aproximadamente 325.000 toneladas de hidrogênio puro, ainda que a capacidade nominal atualmente em operação é calculada em 18,9 milhões de metros cúbicos por dia, resultando em uma ociosidade de pelo menos 200.000 toneladas de hidrogênio por ano.

Tabela 2.2 - Capacidade de produção de hidrogênio em UGH por refinaria

Refinarias	Capacidade nominal (Nm ³ H ₂ /d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	3.570.000
Refinaria de Mataripe	1.360.000
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	625.000
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1.488.000
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	1.870.000
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	1.800.000
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	2.870.000
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	1.760.000
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	3.000.000
Refinaria de Capuava (Recap)	550.000
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	35.000

Fonte: EPE (2022)

Tabela 2.3 - Capacidade de produção em unidades de Reforma Catalítica por refinaria

Refinarias	Capacidade nominal (m ³ /d de carga)
Refinaria de Paulínia (Replan)	2.620
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	1.900
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1.500
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	1.100
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	2.300

Fonte: EPE (2022)

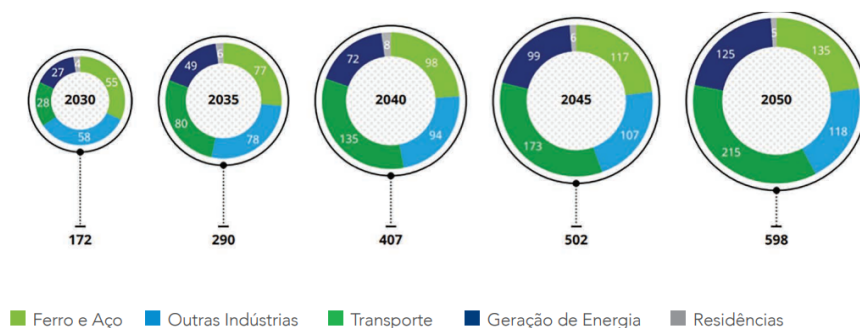
O restante que não é utilizado nas operações de refino são destinados para a produção de fertilizantes, em empresas como UNIGEL-BA; UNIGEL-SE; Yara Brasil; e Araucária Nitrogenados S.A, que inclusive já apresentam projetos para a própria produção de hidrogênio verde como já mencionado anteriormente. Ainda assim, a maior parte dos fertilizantes utilizados nacionalmente tem origem estrangeira, sendo que 85% dos fertilizantes consumidos são importados, fornecidos especialmente pelas empresas Linde (White Martins), Air Liquide, Air Products e Messer.

A perspectiva é que o impulsionamento da produção de hidrogênio seja ainda mais essencial nesse setor, haja vista a ambição de diminuir essa dependência externa. Isso porque a projeção é que a demanda por fertilizantes nitrogenados dobre até 2050, reforçada inclusive pela implementação do Plano Nacional de Fertilizantes, que servirá como um guia para o planejamento do setor nas próximas décadas, fortalecendo políticas de incremento da competitividade da produção e da distribuição de fertilizantes no Brasil de forma sustentável.

Por fim, a indústria química se destaca na produção de hidrogênio, o que pode ser constatado segundo análises da Abiclor (2022), a entidade que engloba empresas do setor de soda-cloro, como a Unipar e Braskem, que indicam que essas organizações juntas geram cerca de 40 mil toneladas de hidrogênio anualmente, cujas utilidades variam desde a comercialização como combustível ou empregado no procedimento de produção de ácido clorídrico (HCl), método fundamentado na eletrólise. Nos demais ramos industriais atendidos por essas corporações, as aplicações predominantes incluem a siderurgia, a fabricação de alimentos, a produção de vidro e na área de geração de energia, o hidrogênio é empregado para o resfriamento das usinas termelétricas.

Segundo análises da Consultoria Deloitte, a principal aplicação e demanda do hidrogênio será concentrada no setor de transporte e na siderurgia mundialmente, sendo que o primeiro segmento é o de maior crescimento.

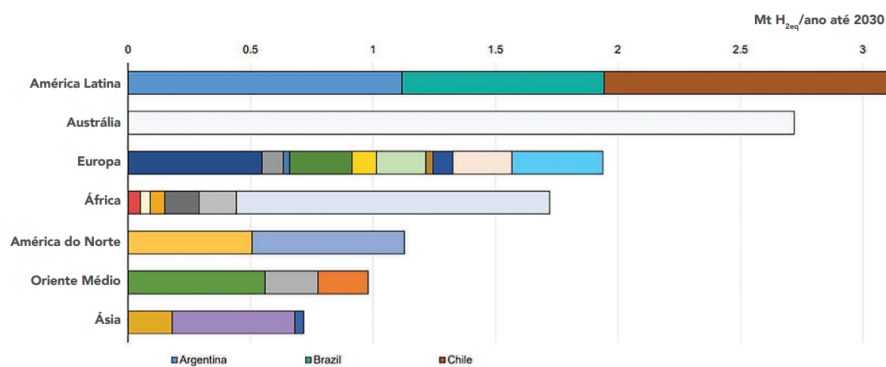
Figura 13 - Projeção do crescimento da demanda por hidrogênio nos diversos setores



Fonte: FGV (2023)

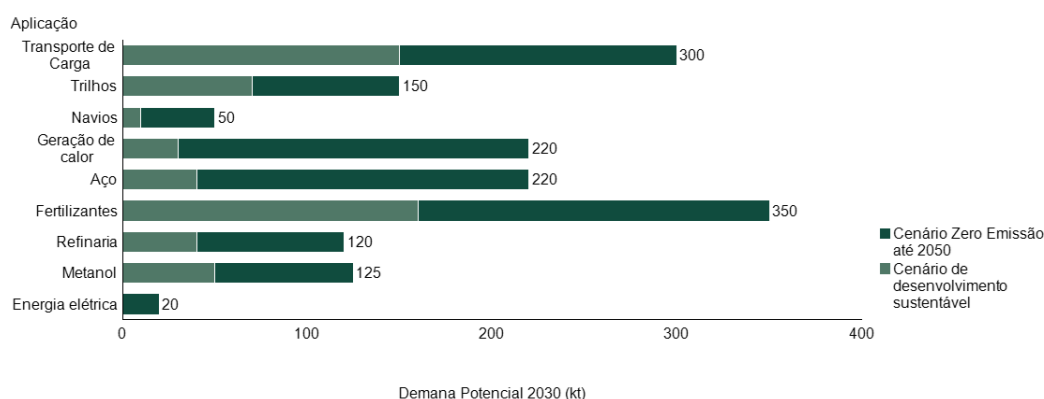
No Brasil, as estimativas da IEA e da consultoria Boston Consulting Group convergem para valores entre 0,5 e 1,5 milhão de toneladas de hidrogênio produzido anualmente até 2030.

Figura 14 - Demanda de hidrogênio por país até 2030



Fonte: FGV (2023)

Figura 15 - Demanda de hidrogênio por aplicação até 2030



Fonte: BCG (2023, adaptado)

Esse valor é menor do que o volume alcançado na Argentina e no Chile, os quais são países que já estão mais maduros legalmente e em termos de infraestrutura.

Outro aspecto que chama a atenção é o potencial de demanda de hidrogênio especialmente no ramo de fertilizantes, transporte de carga, aquecimento industrial e siderurgia. A questão dos fertilizantes e da utilização como aquecimento já foi abordada anteriormente e foi ressaltada anteriormente como uma estratégia já adotada na indústria química, evidenciada em projetos como a da Unigel na Bahia e da Unipar em São Paulo. Porém, o tema ainda é novidade na siderurgia e no setor de transportes.

A siderurgia é um dos setores-chave para a descarbonização, na medida em que no ano de 2022, o ramo da metalurgia contribuiu com cerca de 8% das emissões de CO₂. Trata-se de um setor com alto consumo de energia, predominantemente abastecido por carvão, equivalente a 75%, utilizado tanto na produção de coque para alto-forno quanto no aquecimento do processo. Em segundo lugar, temos o aço gerado por eletricidade, sendo 25% destinados à alimentação de fornos a arco elétrico para converter ferro, ferro reduzido diretamente (DRI, do inglês Direct Reduction Iron) e sucata em aço; os restantes 75% são empregados em processos de semiacabamento e acabamento do aço.

No mundo, no ano de 2021, foi atingida a marca de 1,91 tonelada de CO₂ por

tonelada de aço bruto fundido. Especialistas globais observam que isso decorre de uma presença ampliada do aço proveniente da China no cenário comercial, nação que detém mais de 50% da produção mundial e exhibe elevados níveis de emissões de substâncias poluentes, sendo que o carvão é a principal fonte de energia. Enquanto isso, no Brasil a média de liberações é de 1,7 tonelada de CO₂ por tonelada de aço fabricado, ou seja, um resultado melhor. O desempenho nacional é uma consequência de uma contribuição de 11% de biomassa carbonizada, proveniente de florestas cultivadas, em lugar do carvão fóssil nos altos-fornos. Além disso, há uma participação de 22% na produção global originada de mini-usinas, pequenos complexos que utilizam fornos elétricos para a conversão de materiais reciclados.

Diante desse cenário, existe uma corrida pela descarbonização do setor, envolvendo metas para diminuir a quantidade de gases estufa emitidos por tonelada de aço produzido, a partir da maior utilização de alternativas que mitiguem esses efeitos, como a adoção de sucata, gás natural e carvão vegetal no processo produtivo. As principais iniciativas das siderúrgicas no Brasil são apresentadas no Quadro 2.

Quadro 2 - Exemplos de estratégias adotadas por empresas

Empresa	Estratégias já adotadas	Cenário Atual	Metas de redução
Gerdau	É a maior produtora de mini-mills, sendo que 71% de sua produção é originada no processamento de sucata metálica. Outra estratégia é a diminuição de utilização de carvão mineral. Para isso, a empresa conta também com 250 mil hectares de florestas plantadas que produzem carvão vegetal para a produção em altos-fornos	0,89 tonelada de CO ₂ por tonelada de aço	0,83 tonelada de CO ₂ por tonelada de aço até 2031
ArcelorMittal	Possui estratégias para a aplicação de gás natural em suas instalações de Tubarão (ES) e Monlevade (MG), que emite 50% menos gases estufa em relação ao carvão mineral. Contudo, a organização ainda não determinou seguir em frente com o projeto, devido aos custos associados ao gás natural, que poderiam afetar sua competitividade no mercado. Outra iniciativa é a utilização da sucata que já é combinada ao ferro-gusa, em média, em 27% nos altos-fornos da empresa. Cada tonelada de sucata empregada evita a liberação de 1,5 tonelada de CO ₂ . Por fim, a empresa atualmente está desenvolvendo um cronograma para introduzir progressivamente o carvão vegetal nas unidades de Tubarão e Monlevade	1,6 tonelada de CO ₂ por tonelada de aço bruto produzido	Redução do índice atual em 10% até 2030
Ternium	Em 2019, a empresa foi inovadora globalmente ao adotar o biometano como fonte energética para seu alto-forno. As próximas ações envolvem a inclusão possivelmente de gás natural e sucata no seu processo produtivo	2,2 toneladas de CO ₂ por tonelada de aço produzido	Reduzir as emissões para 1,8 tonelada de CO ₂ até 2030
Aperam	Sua produção em Minas Gerais já opera somente com carvão vegetal de origem em florestas plantadas.	0,32 tonelada de CO ₂ por tonelada de aço	Reduzir em 30% as emissões até 2030 e atingir o carbono neutro em 2050

Fonte: Valor Globo (Adaptado, 2023)

A adoção do hidrogênio nessa indústria ainda é baixa devido a baixa competitividade que essa fonte apresenta. Isso porque no que diz respeito à viabilidade financeira dessa abordagem, a aplicação de hidrogênio verde sobretudo, provavelmente resultaria em um acréscimo de cerca de 100 dólares norte-americanos por tonelada ao custo do aço, correspondendo a um aumento de 15% a 20% no custo global.

No entanto, já existem iniciativas. A Gerdau, por exemplo, está aportando recursos em pesquisas relacionadas ao hidrogênio. Essa ação recebeu um financiamento de 10 milhões de dólares, o montante mais substancial já concedido pelo governo dos Estados Unidos para promover investigações sobre descarbonização, cuja pesquisa será conduzida por uma instituição de ensino superior, com a colaboração de outras empresas do setor siderúrgico, e os experimentos serão conduzidos na planta em Monroe, localizado no norte do Estados Unidos em Michigan.

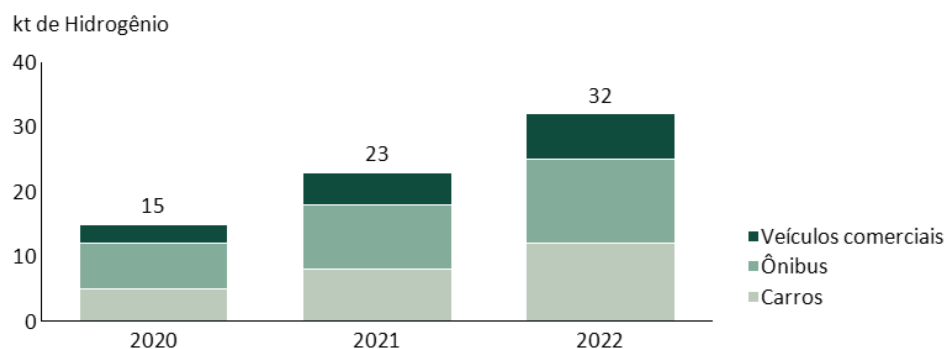
Outra iniciativa é da ArcelorMittal em parceria com a EDP. Ambas formalizaram um acordo preliminar para analisar a possibilidade técnico-econômica de uma instalação experimental destinada à geração e aplicação de hidrogênio sustentável no procedimento de fabricação do aço. O empreendimento integra os objetivos da ArcelorMittal Tubarão de fomentar a produção de aço com baixa emissão de carbono e da EDP de ampliar a produção de hidrogênio sustentável, aproveitando a expertise da empresa, pioneira na criação da primeira partícula de hidrogênio sustentável da América Latina em dezembro de 2022.

Por fim, outro player que surge nesse cenário é a Vale, que assinou com a fabricante de aço verde H₂ Green Steel para colaborarem em um estudo focado no progresso de hubs industriais no Brasil e na América do Norte. Nessas instalações, a H₂ Green Steel planeja produzir itens da cadeia siderúrgica com baixas emissões de carbono, tais como hidrogênio sustentável e "hot briquetted iron" (HBI), utilizando briquetes de minério de ferro fabricados pela Vale e energia de fontes renováveis para atender à demanda de produção de hidrogênio sustentável.

No setor de transportes, atualmente no mundo o consumo é feito especialmente por carros e ônibus que usam células a combustíveis movidos a

hidrogênio, com um aumento da participação de veículos comerciais.

Figura 16 - Consumo de hidrogênio em transporte rodoviário segmentado por veículo, 2020-2022



Fonte: Global Hydrogen Review, IEA (2023)

No entanto, o consumo é concentrado especialmente na China (cerca de 60%), enquanto no Brasil a utilização é incipiente e está majoritariamente na fase de pesquisa e teste. Como exemplo, nota-se no Quadro 3 alguns exemplos de esforços nacionais para aplicar o hidrogênio verde no transporte na mineração e também no setor coletivo.

Quadro 3 - Exemplos de aplicação de hidrogênio verde para o transporte

Empresa	Descrição	Local
Anglo American	Iniciativa de veículos com célula de combustível movida a hidrogênio e funcionamento por meio de bateria de íon de lítio que inclui um automóvel da empresa japonesa Komatsu, o modelo off-road 930E. A meta é que os sete empreendimentos de mineração da empresa adotem esse tipo de veículo até o ano de 2030.	Minas Gerais
Vale	Eduardo Bartolomeo, diretor-presidente da Vale, relatou no congresso Exposibram, promovido pelo Instituto Brasileiro de Mineração (Ibram) em Belém, que a companhia trabalha para no caso do transporte ferroviário, o diesel por hidrogênio e amônia verdes.	-
Coppe/UFRJ	Projeto voltado para o setor de transporte marítimo com foco em combustível "híbrido" de etanol-hidrogênio e projeto de eletrólise aplicado ônibus (células de combustível).	Rio de Janeiro
Global Environment Facilities (GEF)	Plano de veículos movidos a célula de combustível de hidrogênio para o transporte coletivo no Brasil, em colaboração com a Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo (EMTU), a Finep, o MME e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD).	São Paulo

Fonte: Elaboração própria

Figura 17 - Ônibus movido a hidrogênio



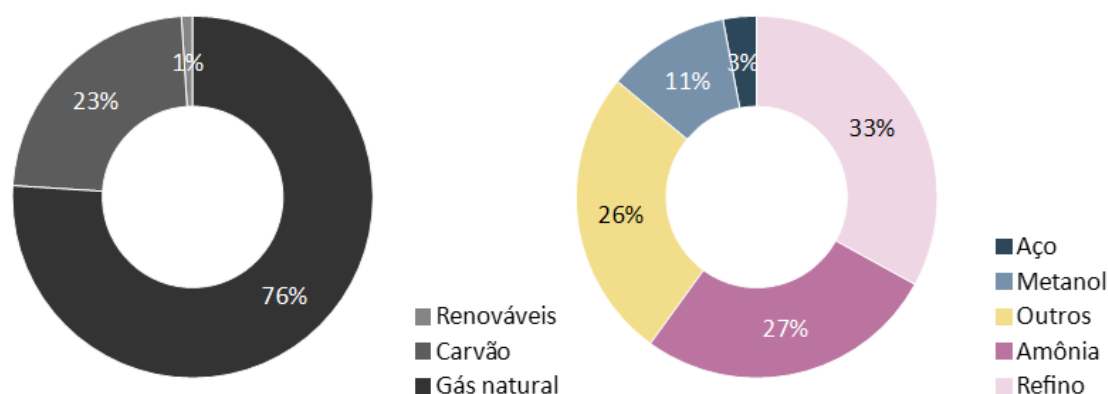
Fonte: Energy Partnership (2021, p. 51)

Empresas no Brasil estão desenvolvendo projetos para a produção de H₂V. A primeira unidade de produção de H₂V no Piauí será instalada na ZPE do porto de Parnaíba e contará com um eletrolisador compacto capaz de abastecer dois ônibus. Posteriormente, o projeto será expandido para Bahia, Ceará e Pernambuco. Em parceria com a Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo (EMTU), a Finep, o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), está em andamento um projeto de ônibus com célula de combustível a hidrogênio para transporte urbano no Brasil. Além disso, está em desenvolvimento um projeto de caminhões com célula de combustível a hidrogênio e operação com bateria de lítio, envolvendo um veículo da fabricante japonesa Komatsu, o fora de estrada modelo 930E. O objetivo é que as sete minas da companhia operem com esse tipo de veículo até 2030.

3. MÉTODOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

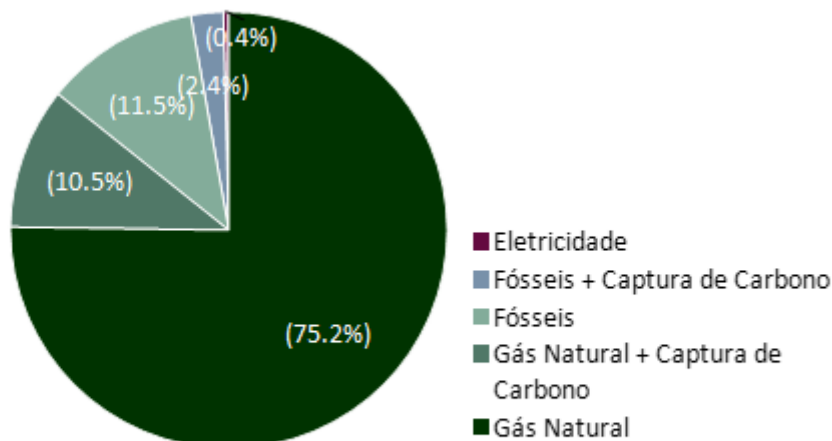
A principal fonte utilizada mundialmente é o gás natural, sendo que tanto a América Latina como o Brasil também seguem esse padrão, dado que atualmente no país as grandes protagonistas da produção são as refinarias de petróleo. O hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor representa cerca de 95% e é chamado de hidrogênio cinza. Considerando uma eficiência global de 80% na conversão de gás natural em hidrogênio por meio da reforma a vapor, a capacidade de produção de hidrogênio no Brasil em 2021 pode ser aproximadamente estimada em 16 milhões de metros cúbicos por dia de hidrogênio (a 20 °C e 1 atm). Isso equivaleria a cerca de 0,5 milhão de toneladas por ano ou 20,5 terawatts-hora por ano. Na América Latina, essa representação é de cerca de 86% para o hidrogênio puro, enquanto no Brasil equivale a cerca de 76%.

Figura 18 - Aplicação e fontes para produção de hidrogênio



Fonte: EPE (Adaptado, 2021)

Figura 19 - Abastecimento regional de hidrogênio puro e misturado por tipo, América Latina, 2019



Fonte: IEA Hydrogen in Latin America (2019)

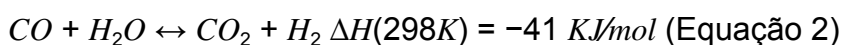
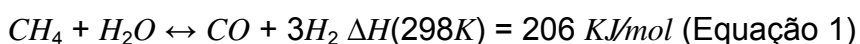
O destaque atribuído ao gás natural se deve à sua superior relação hidrogênio/carbono em comparação com outros combustíveis fósseis, resultando em uma menor emissão de CO₂ durante o processo de produção de H₂. A fabricação a partir dessas matérias-primas ocorre principalmente por meio de tecnologias de reforma para o gás natural, sobretudo a reforma a vapor do metano (em inglês

Steam Methane Reforming ou SMR), e por meio de gaseificação quando utilizado óleos ou carvão.

As vantagens da reforma a vapor consistem em já ser um método maduro, com ampla utilização no mercado brasileiro e mundial, além de demonstrar uma eficiência térmica significativa, obtida como a relação às energias equivalentes do gás natural consumido e do H₂ produzido, atingindo cerca de 80%. Outro aspecto é o rendimento elevado na produção de H₂, que marca aproximadamente 74%.

As formas de produção do hidrogênio cinza e azul estão descritas nas Notas Técnicas publicadas pela EPE em 2022. A reforma a vapor é um procedimento contínuo que envolve a reação catalítica do gás natural com vapor d'água, resultando na formação de H₂, juntamente com a geração indesejada de CO, CO₂ e C na forma de fuligem. Nesse contexto, o gás natural desempenha um duplo papel, servindo tanto como matéria-prima para a produção de H₂ quanto como fonte de energia para o processo, a fim de manter as temperaturas elevadas necessárias para a reforma. Assim, aproximadamente de 30% a 40% do gás natural utilizado é destinado à queima como combustível, enquanto o restante é empregado como matéria-prima.

Essa operação pode ser representada de maneira geral através das reações químicas catalisadas apresentadas nas Equações 1 e 2.



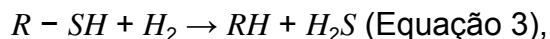
Como observado pelo termo associado à energia na Equação 1 ($\Delta H_{298K} = 206 \text{ KJ/mol}$) a reação é altamente endotérmica, apresentando uma variação de entalpia positiva (ΔH^+), o que implica na necessidade de fornecimento de energia ao sistema e que, portanto, temperaturas elevadas são benéficas para alcançar taxas de rendimento mais altas e maiores conversões dos reagentes. Porém essa característica tem uma consequência que é a contribuição para o aumento dos custos operacionais da reforma a vapor, uma vez que é necessário aquecer a água e o sistema reacional a temperaturas elevadas, geralmente entre 650° e 900 °C. A água é utilizada para gerar vapor superaquecido para ser usada no processo.

Como observado pelo termo associado à energia na Equação 1 ($\Delta H_{298K} = 206 \text{ KJ/mol}$) a reação é altamente endotérmica, apresentando uma variação de entalpia positiva (ΔH^+), o que implica na necessidade de fornecimento de energia ao sistema e que, portanto, temperaturas elevadas são benéficas para alcançar taxas de rendimento mais altas e maiores conversões dos reagentes. Porém essa característica tem uma consequência que é a contribuição para o aumento dos custos operacionais da reforma a vapor, uma vez que é necessário aquecer a água e o sistema reacional a temperaturas elevadas, geralmente entre 650° e 900°C . A água é utilizada para gerar vapor superaquecido para ser usada no processo.

Por outro lado, a geração de H_2 por meio da reação química mencionada na Equação 2, conhecida como deslocamento gás-água ou Reação de shift, é caracterizada como exotérmica, resultando na liberação de energia para o sistema ($\Delta H_{298K} = -41 \text{ KJ/mol}$). Isso implica que as altas temperaturas no reformador são desfavoráveis para a ocorrência dessa reação no equipamento principal. Essa reação é empregada durante a fase de purificação dos gases gerados, sendo utilizada para eliminar o CO e otimizar a produção de H_2 .

A produção de hidrogênio por meio da reforma a vapor passa por diversas etapas, incluindo a preparação do gás para o consumo na planta, onde o gás natural é purificado, envolvendo a eliminação de contaminantes ou hidrocarbonetos mais pesados (A) e encaminhado para a etapa de reforma (B). Em seguida, ocorre a produção da mistura de $\text{CO} + \text{H}_2$, conhecida como gás de síntese. Os gases resultantes são encaminhados para fases adicionais de conversão, onde volumes adicionais de H_2 são gerados através da transformação do CO em CO_2 para posterior remoção. Finalmente, essa corrente passa por mais uma etapa de conversão final, com o objetivo de converter os resíduos de CO e CO_2 em CH_4 , que é então devolvido para ser queimado, fornecendo energia ao sistema e é obtida uma corrente de hidrogênio de alta pureza. Esse processo é ilustrado nas Figuras 20 e 21.

empregados no processo de reforma do gás. Nessa fase, ocorrem reações entre o gás natural (também podem ser utilizadas outros produtos do petróleo com cadeias carbônicas maiores) e hidrogênio a altas pressões, permitindo a remoção do enxofre na forma de H_2S , conforme indicado na Equação 3.



Onde R – é a indicação a cadeia de carbono do composto

No entanto, na maioria das vezes não é necessário considerar essa etapa para a produção no Brasil, na medida em que o gás natural utilizado atualmente nas plantas dedicadas à produção de hidrogênio é obtido a partir de gás natural previamente processado em unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e está em conformidade com a regulamentação vigente.

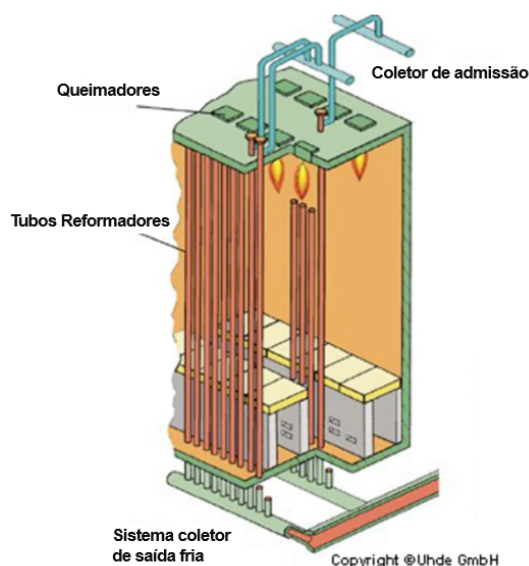
No entanto, na maioria das vezes não é necessário considerar essa etapa para a produção no Brasil, na medida em que o gás natural utilizado atualmente nas plantas dedicadas à produção de hidrogênio é obtido a partir de gás natural previamente processado em unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e está em conformidade com a regulamentação vigente.

A fase seguinte é a de pré-reforma, cuja intenção é transformar os hidrocarbonetos mais pesados presentes no gás natural (C_2 a C_5) em CH_4 , H_2 , CO_2 e H_2O . Essa conversão é crucial devido à maior reatividade dos hidrocarbonetos de cadeias mais longas em comparação com o CH_4 , o que pode resultar em uma maior formação de coque (resíduo de carbono) durante a etapa de reforma, o que pode ocasionar, por sua vez, o entupimento dos catalisadores utilizados no reformador. Por isso, a inclusão de um pré-reformador oferece diversas vantagens, incluindo a dinamicidade na alimentação da planta, uma vez que abre portas para a utilização de combustíveis líquidos, mitigando o risco da formação de coque.

Após a pré-reforma, ocorre a reforma em si, uma das etapas mais cruciais na medida em que durante esta fase, aproximadamente 90% a 92% de todo o H_2 gerado no processo é obtido. Isso ocorre nos dispositivos conhecidos como reformadores, sendo os reformadores tubulares os mais comuns no processo demonstrado nas figuras abaixo, que consistem em conjuntos de tubos (geralmente variando de 40 a 400 tubos, com comprimentos entre 10 e 12 metros e diâmetros de

10 a 12 cm) dispostos em paralelo dentro de um forno. Um ponto é que estes podem ter configurações variadas, dependendo do tipo e disposição dos queimadores usados para o aquecimento dos tubos (queima no topo, no fundo, etc.), exibindo características térmicas distintas em cada configuração. O propósito do forno é esquentar os tubos com a finalidade de suprir a energia essencial ao sistema reacional.

Figura 22 - Esquema de reformadores tubulares



Fonte: Thyssenkrupp (2024)

Basicamente, a carga, composta por gás natural e vapor d'água, é introduzida no reformador por meio dos feixes de tubos, onde entra em contato com o catalisador e recebe a energia necessária proveniente da queima do gás natural ocorrida externamente aos tubos, no forno. Dessa maneira, as reações descritas nas equações 1 e 2 acontecem durante o percurso dessas substâncias ao longo dos tubos, resultando em uma mistura de H_2 , CO e CO_2 na saída do reformador ainda em altas temperaturas. Por isso, a fim de aproveitar essa energia e diminuir a temperatura dessa corrente antes das próximas etapas, realiza-se na planta a integração entre as correntes frias e quentes. Com isso, o calor gerado pelos produtos da reforma é empregado na geração de vapor, aplicado no pré-aquecimento dos gases de alimentação e no ar destinado à combustão. Ao término dessa fase de reforma, os gases resultantes são direcionados para os reatores de shift, que correspondem à próxima etapa.

Nesta etapa o objetivo é transformar o monóxido de carbono, um gás tóxico para os seres humanos e com um maior poder estufa, em CO₂, por meio da reação com vapor d'água, mitigando o impacto ambiental e produzindo ainda mais hidrogênio nos conversores de shift. Estes desempenham um papel crucial na produção de CO₂ em uma planta de reforma a vapor, sendo responsável por cerca de 60% dessa produção, enquanto os 40% restantes de CO₂ gerados originam-se da queima do gás natural como fonte de energia para o processo.

Tipicamente, essa fase é conduzida em dois estágios, um operando em alta temperatura (310-450 °C) e o outro em baixa temperatura (190-240 °C), mas também existem algumas configurações de planta em que a etapa das reações de shift pode também ser realizada dentro do próprio reformador.

Após a conclusão das reações de shift, a concentração de CO na corrente é reduzida devido à sua conversão em CO₂. Sendo assim, o fluxo resultante do conversor de shift é encaminhado para a próxima fase, que tem como objetivo remover o CO₂ e CO que podem ter restado, aumentando assim a purificação do hidrogênio.

Para isso, é explorado o caráter ácido do CO₂, que é removido por meio da utilização de solventes com características básicas, que entram em contato com a mistura gasosa e reagem com esse contaminante. Como exemplo de solventes utilizados, pode ser citado os de potássio como K₂CO₃ em temperatura elevada ou a monoetanolamina (MEA), cujo equacionamento é apresentado nas equações 4, 5 e 6.

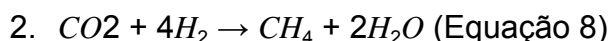
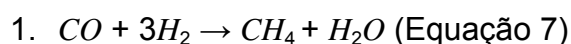
Absorção com K₂CO₃: $K_2CO_3 + CO_2 + H_2O \leftrightarrow 2 K_2CO_3$ (Equação 4)

Absorção com MEA: $2 HOCH_2CH_2NH_2 + CO_2 + H_2O \leftrightarrow (HOCH_2CH_2NH_3)_2CO_3$
(Equação 5)

$(HOCH_2CH_2NH_3)_2CO_3 + CO_2 + H_2O \leftrightarrow 2(HOCH_2CH_2NH_3)CO_3H$ (Equação 6)

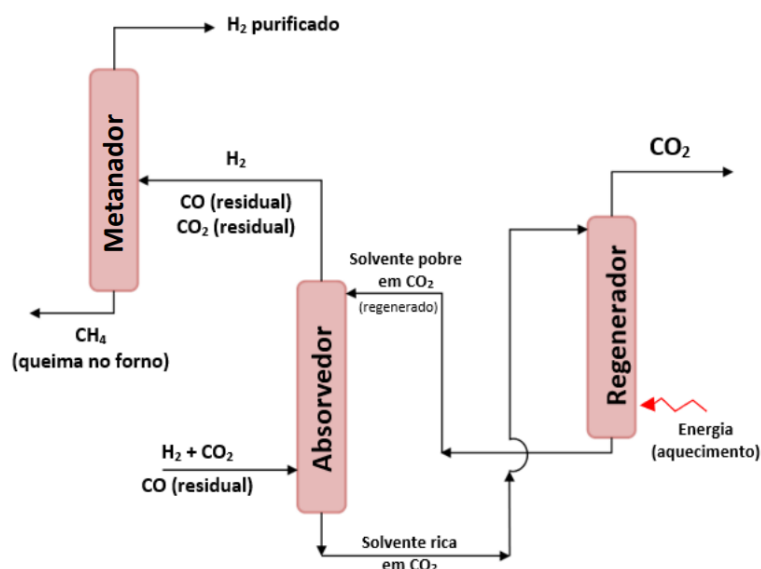
Para a regeneração subsequente do solvente é feito um processo aquecimento da solução rica em CO₂, resultando na separação dessas substâncias. Posteriormente, o solvente é reintroduzido no processo, tornando a absorção por solventes um sistema fechado.

Para aumentar ainda mais a purificação, a absorção por solventes frequentemente está vinculada a uma fase subsequente de metanação, a qual tem como propósito converter os resíduos de CO e CO₂ em CH₄, eliminando-os da corrente final de H₂ purificado. Dessa forma, as reações que ocorrem nesse reator podem ser visualizadas na Equação 7 e Equação 8.



Esses processos podem ser visualizados na Figura 23.

Figura 23 - Esquema de absorção por solventes



Fonte: Nota Técnica Hidrogênio Cinza, EPE (2022)

Outra forma de realizar o processo é o método de absorção em solventes, utilizado por plantas de hidrogênio mais recentes que optam por manipular unidades de purificação por adsorção, conhecidas como PSA (Pressure Swing Adsorption), para obter uma corrente pura de H₂ por meio do princípio de adsorção física das impurezas, com bases em materiais adsorventes exemplificados por sílica gel, alumina, carvão ativado e zeólitas.

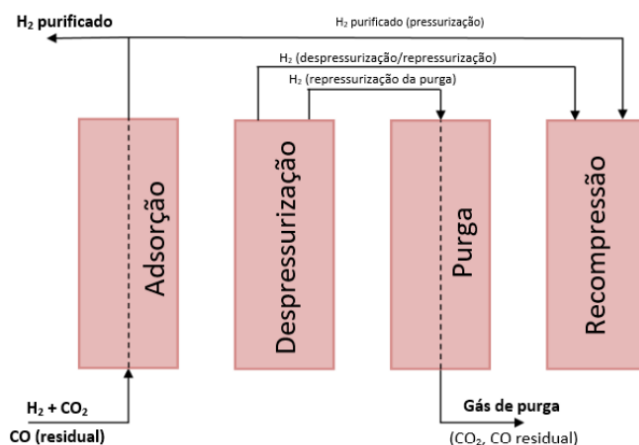
Como vantagens, pode ser mencionada a maior pureza do hidrogênio, uma vez que as impurezas ficam retidas, maior flexibilidade do sistema e a ausência de

problemas de corrosão. Contudo, ocorre a perda de hidrogênio no processo que alcança patamares de cerca de 20% do H_2 produzido, uma vez que este também acaba ficando retido.

Nesse processo, a corrente gasosa proveniente dos conversores de shift passa pelos leitos de adsorção, onde o CO e o CO_2 são retidos. Consequentemente, a corrente resultante do leito de adsorção é composta por H_2 de elevada pureza. Para reutilizar o leito, após sua saturação, estes são regenerados através de redução da pressão do sistema.

Para impedir que o processo seja demorado e também existam interrupções, são empregados múltiplos leitos de adsorção, de forma a manter a operação contínua. Com isso, ocorre a realização simultânea de ciclos de adsorção, despressurização, recompressão e eliminação de impurezas entre os diferentes leitos, ou seja, um leito permanece em operação de adsorção até ficar saturado com CO e CO_2 e então é substituído por outro leito que assume sua posição, enquanto o leito recém-saturado passa por um processo de regeneração.

Figura 24 - Esquema de ciclo de purificação de hidrogênio



Fonte: Nota Técnica Hidrogênio Cinza, EPE (2022)

Em relação ao custo de investimento para a operação, o Capex, o valor depende da capacidade do projeto. Na tabela 3.1 consta a estimativa analisada pela EPE.

Tabela 3.1 - Custos de Capex atualizados para 2020 de projetos

Projetos	Capacidade (ton de H₂/dia)	CAPEX Atualizado (milhões US\$₂₀₂₀)
Argonne National Laboratory	121	111,59
National Research Council	1200	616,81
Ewan et al.	150	80,39
Mueller-Langer et al.	299	212,97
National Renewable Energy Laboratory	379	231,96
Salkuyeh et al.	446	267,60
IEA Greenhouse Gas R&D Programme	216	235,40
Keipi et al.	209	184,21

Fonte: PARKINSON, 2019 (adaptado)

Tabela 3.2 - Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) do estudo de caso

Parâmetro	Valor
Duração do Projeto (anos)	30 anos
Tempo de Construção (anos)	3 anos
Vida útil do Projeto (anos)	25 anos
Desembolso (%)	
1º ano	20%
2º ano	45%
3º ano	35%
Imposto de Renda (%)	25%
CSLL (%)	9%
ICMS	-
PIS/COFINS	-
ISS	-
TIR	10%
Produtividade específica do H ₂ (t H ₂ /MMm ³ de gás natural)	217,8
Faixas de preços do gás natural (US\$/MMBtu)	4, 6, 8, 10, 12
CAPEX das plantas (US\$ mi)	
20 t H ₂ /dia	25,61
100 t H ₂ /dia	89,71
500 t H ₂ /dia	314,19
1.000 t H ₂ /dia	539,07
OPEX (% do CAPEX - anual)	4,7%

Fonte: Nota Técnica Hidrogênio Cinza, EPE (2022)

Ainda que este seja um método disseminado, um ponto de atenção é a elevada emissão de gases estufa durante o processo. A fabricação de uma tonelada de hidrogênio resulta em aproximadamente 10 toneladas de emissões de dióxido de carbono. Adicionalmente, na fase anterior à produção propriamente dita, ou seja, durante as operações de extração e transporte do elemento, também são identificados volumes substanciais de emissões adicionais de CO₂. Diante disso,

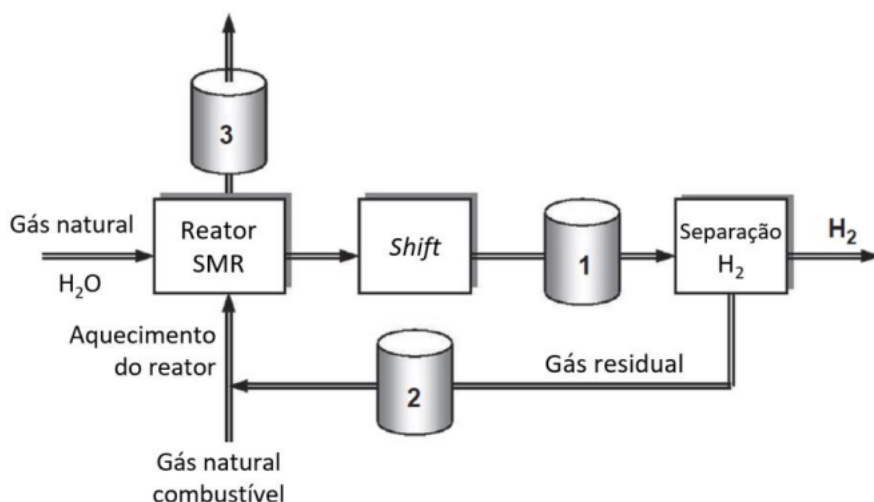
algumas alternativas são a produção utilizando biogás ou principalmente com sequestro de carbono durante o processo (indicado em inglês por Carbon Capture, Utilization and Storage ou CCUS), o chamado hidrogênio azul.

Existem 3 principais etapas no processo de reforma a vapor explicado em que pode existir a captura de CO₂:

1. Após a reação de shift;
2. Na purificação do hidrogênio, extraíndo os gases residuais;
3. Na combustão do gás natural que fornece calor para o reator.

Esses 3 processos podem ser visualizados na Figura 25.

Figura 25 - Opções de localização da captura de CO₂ em planta com tecnologia SMR



Fonte: Nota Técnica Hidrogênio Azul, EPE (2022)

Na tecnologia SMR a captura de gás carbônico está limitada em uma faixa de 60% a 65% considerando apenas o processo em si. Um método incipiente que aumenta esse valor para 90% é a reforma autotérmica do metano (ATR), cujas etapas são basicamente as mesmas em relação à reforma a vapor do metano (contando com a purificação do gás, reforma do metano, reações de shift e purificação do hidrogênio), porém nesse processo existe a integração da reforma a

vapor (reação endotérmica) com a oxidação parcial do gás natural (reação exotérmica).

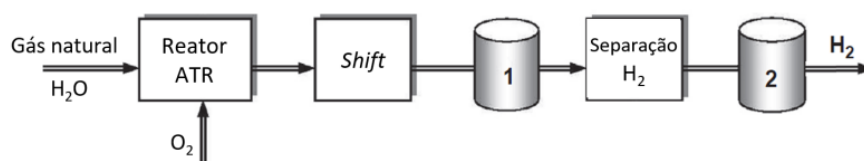
Sendo assim, a reforma autotérmica elimina a necessidade de fornecimento de calor externo, uma vez que diferente da reforma a vapor, em que o catalisador é situado em tubos que são esquentados externamente por meio de um queimador, na reforma autotérmica, os tubos contendo o catalisador recebem o gás pré-aquecido uma vez que a oxidação parcial do gás natural na alimentação é um processo exotérmico.

Além disso, a maior parte do CO_2 gerado no processo é formado dentro do reator de reforma, localizando-se na corrente principal do processo e é utilizado oxigênio puro, em vez de ar, para a etapa de oxidação do gás natural. Isso resulta em uma maior concentração de CO_2 produzido, pois não há diluição desse gás pelo nitrogênio presente na atmosfera.

Diante disso, existem duas alternativas principais para a captura do carbono nesse cenário:

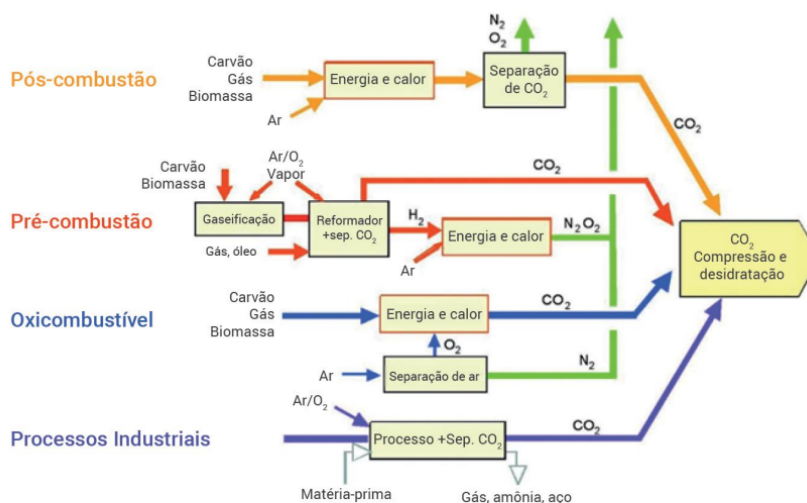
1. Após as reações de shift;
2. Na purificação do hidrogênio, com a retirada do gás residual.

Figura 26 - Opções de localização da captura de CO_2 em planta com tecnologia ATR



Fonte: Nota Técnica Hidrogênio Azul, EPE (2022)

Os gases podem ser capturados em quatro diferentes abordagens: na pré-combustão, pós-combustão, oxi-combustão e nos processos em si. Essa visão está resumida na Figura 27.

Figura 27 - Abordagens para captura do CO₂

Fonte: Nota Técnica Hidrogênio Azul, EPE (2022)

Na pré-combustão, tanto no contexto de SMR quanto de ATR se dá em três etapas: com a formação do gás de síntese (formado por hidrogênio e monóxido de carbono); conversão de CO é para maximizar a produção de H₂, gerando CO₂ na reação de shift e separação do CO₂ da mistura obtida para aumentar a pureza da corrente de hidrogênio. Na corrente formada pela reação de shift, o CO₂ apresenta altas pressões e concentrações, o que permite que sua remoção seja simplificada.

Na captura pós-combustão, a separação do gás ocorre na presença de ar atmosférico. É retirada dos gases originados da queima do gás natural uma mistura gasosa de baixa pressão, em que o CO₂ está diluído, com valores de concentração abaixo de 15% usualmente. Existem diversos métodos capazes de realizar essa separação, como demonstrado na figura abaixo, embora elas incorrem em custos significativos e exigem um consumo considerável de energia. Vale ressaltar que esse processo só é aplicado no método SMR dado que no ATR não há queima do gás natural.

Figura 28 - Possibilidade de captura de gás carbônico no processo



Fonte: Nota Técnica Hidrogênio Azul, EPE (2022)

Dentre os métodos, o mais comum é a absorção gás-líquido, com o auxílio de soluções de aminas, como a monoetanolamina (MEA) ou a dimetiletanolamina (DMEA). Com a finalidade de melhorar esses processos, algumas ações podem ser aplicadas como a redução da temperatura do fluido absorvente ou o aumento da pressão na coluna de absorção de modo a aprimorar a transferência do CO₂ e alcançar uma concentração mais elevada.

Outra maneira é a adsorção gás-sólido, que utiliza materiais sólidos adsorventes geralmente em leito fixo, fazendo as moléculas de gás se aderirem à superfície desses insumos. Amplamente empregada em sistemas de modulação de pressão (Pressure Swing Adsorption ou PSA), essa abordagem é aplicada especialmente após a reação de shift, garantindo a separação do hidrogênio do gás de síntese. Vale ressaltar que para o sucesso desse procedimento, a resina deve possuir alta seletividade para o componente que se almeja extrair e resistência às impurezas da mistura, isto é, deve atrair o máximo do gás possível, sem adsorver outros componentes do processo, que poderiam diminuir sua eficiência.

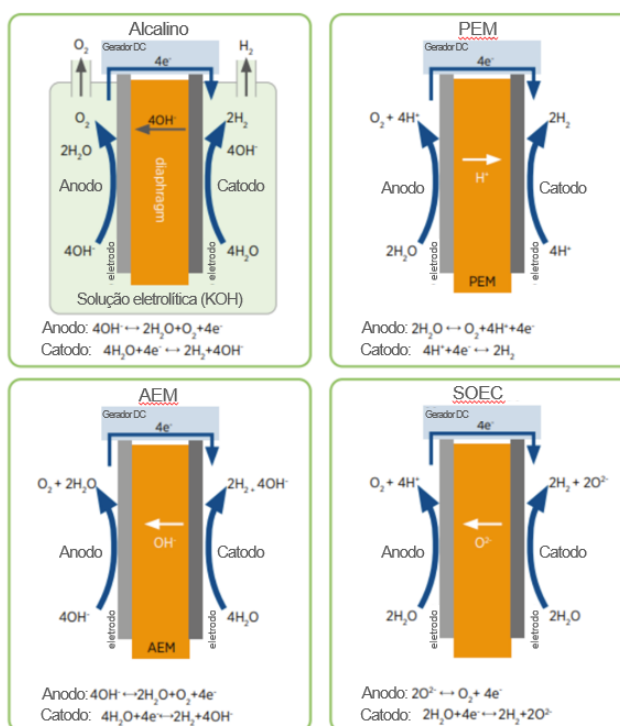
Para definir qual é a escolha do método a ser utilizado, deve-se considerar não só o alto custo do adsorvente ou absorvente e a eficiência da técnica, sendo que é possível que sejam escolhidos adsorventes menos eficientes, porém mais atrativos financeiramente. Em termos gerais, os procedimentos que utilizam a absorção por aminas costumam ter custos operacionais mais baixos em uma escala maior, ao passo que os sistemas que empregam adsorventes podem ser mais atrativos em escalas média e pequena por serem menos complexos.

Em relação às membranas, o processo se baseia nas diferenças de pressão e/ou concentração, sendo mais apropriada para sistemas de captura de gases estufa pré-combustão e podem ser classificadas como orgânicas (ou poliméricas), inorgânicas (cerâmicas ou metálicas) ou híbridas. Embora as membranas poliméricas estejam em um estágio avançado de maturidade, geralmente operam em temperaturas abaixo das necessárias para processos de pré-combustão. Enquanto isso, as membranas cerâmicas possuem baixo custo e alta resistência química, mas apresentam baixa seletividade. Por conta disso, esse método é bastante incipiente, bem como a fixação por microalgas que absorvem o gás carbônico via fotossíntese, mas que também tem uma eficiência reduzida em relação aos primeiros métodos apontados.

Por fim, outra via de produção de hidrogênio é o hidrogênio verde, produzido a partir da eletrólise da água, em que a energia utilizada no processo é derivada de fontes renováveis, como a solar, eólica e hidrelétrica.

Atualmente existem 4 tecnologias principais, com destaque sobretudo para a alcalina e a membrana de troca de prótons (PEM), apresentada na Figura 29.

Figura 29 - Esquema de eletrolisadores

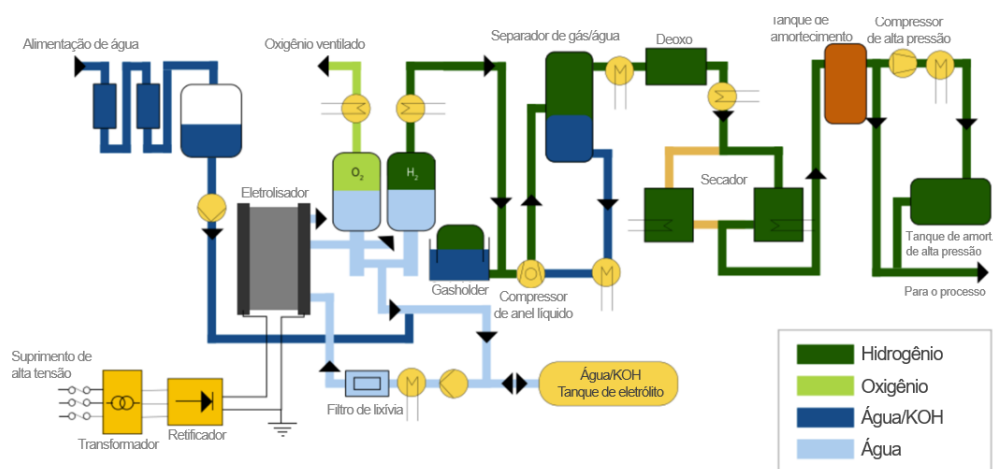


O eletrolisador alcalino tem um design de pilha e são relativamente fáceis de fabricar. Atualmente, eles têm áreas de eletrodo tão grandes quanto 3 metros quadrados (m^2). Eles operam com concentração alta de KOH como eletrólito, diafragmas robustos baseados em ZrO_2 e níquel (Ni) revestido de aço inoxidável para os eletrodos. O carregador de carga iônica é o íon hidroxila OH^- , com KOH e água permeando através da estrutura porosa do diafragma para garantir que ocorra a reação eletroquímica, permitindo que a mistura dos gases produzidos (hidrogênio e oxigênio - H_2 e O_2) que estão dissolvidos no eletrólito, limitando a faixa de operação de energia mais baixa e a capacidade de operar em níveis de pressão mais altos. Para evitar isso, diafragmas mais espessos são usados, mas isso cria uma resistência mais alta e eficiências mais baixas. Separadores são às vezes incluídos por alguns fabricantes entre os eletrodos e diafragmas para evitar ainda mais a mistura de gases.

Por conta disso, podem ter um desempenho reduzido em comparação com a tecnologia PEM. Por outro lado, os designs alcalinos clássicos e robustos são conhecidos por se comportarem de forma muito confiável, atingindo tempos de vida acima de 30 anos.

Além disso, os eletrolisadores alcalinos requerem a recirculação do eletrólito (KOH) para dentro e para fora dos componentes da pilha, o que provoca uma queda de pressão que requer características de bombeamento específicas e afeta negativamente a eficiência, que é tipicamente inferior a 0,1% do consumo de energia da pilha, mas pode ser muito maior para outros fabricantes. Alguns sistemas alcalinos também são operados sem periféricos de bombeamento. Depois de sair da pilha, esta solução alcalina precisa ser separada dos gases produzidos. Isso é feito em separadores de gás-água que são colocados acima da pilha a uma altura específica, e o KOH/água flui de volta para a pilha. A fase aquosa pode ser removida na parte inferior e a fase gasosa na parte superior.

Figura 30 - Design de sistema e planta típica para eletrolisador alcalino



Fonte: IRENA (2020)

O eletrolisador PEM (Polymer Electrolyte Membrane ou membrana de eletrólito polimérico em tradução livre) usualmente tem uma área de eletrodo de 2.000 centímetros quadrados (cm²) e utiliza uma membrana PFSA fina e eletrodos com arquitetura avançada que permite alcançar eficiências mais altas em relação ao alcalino, que utilizam materiais como titânio, catalisadores de metais nobres e revestimentos protetores, que não apenas para fornecer estabilidade de longo prazo aos componentes da célula, mas também para proporcionar condutividade elétrica e eficiência celular ótimas.

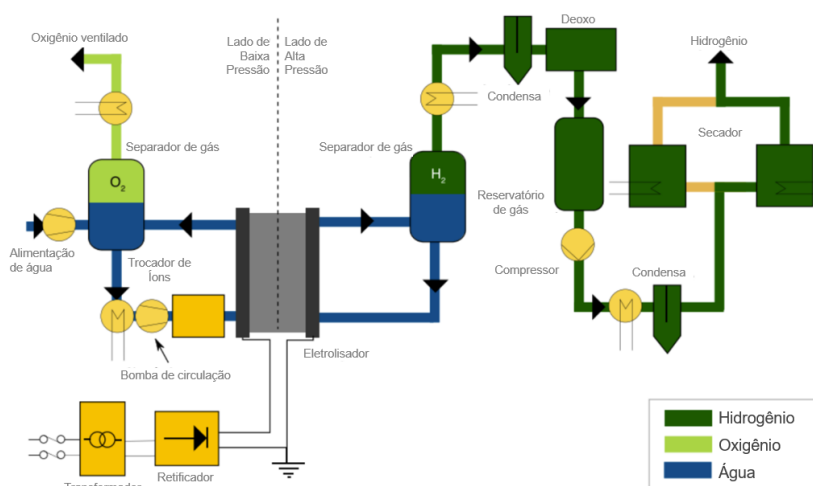
A membrana ácida de ácido perfluorossulfônico (PFSA) é quimicamente e mecanicamente robusta, o que permite diferenciais de pressão elevados, fazendo com que as células PEM possam operar com pressões de até 70 bar, com o lado do oxigênio à pressão atmosférica. O ambiente ácido fornecido pela membrana PFSA, as altas voltagens e a evolução do oxigênio no ânodo criam um ambiente oxidativo severo, o que ressalta a importância de utilizar materiais com alta resistência.

Como resultado, as pilhas PEM são mais caras do que os eletrolisadores alcalinos. Embora tenham um dos projetos de sistema mais compactos e simples, são sensíveis a impurezas de água como ferro, cobre, cromo e sódio, e podem sofrer calcinação. Outro ponto de atenção é que as características de confiabilidade e vida útil de pilhas PEM em grande escala ainda precisam ser validadas.

Quanto à operação, requerem o uso de bombas de circulação, trocadores de calor, controle de pressão e monitoramento apenas no lado do oxigênio (ânodo). No lado do cátodo, um separador de gás, um componente de desoxigenação para remover o oxigênio remanescente, secador de gás e um último passo de compressão são necessários.

A membrana eletrolítica PEM permite a operação sob pressão diferencial, tipicamente de 30 bar a 70 bar, possibilitando que os sistemas PEM tenham mais opções de projeto: pressão atmosférica, diferencial e balanceada (o projeto é fixo para apenas uma delas), reduzindo custos, complexidade do sistema e manutenção. Sob operação de pressão balanceada, o ânodo e o cátodo são projetados para funcionar sob o mesmo nível de pressão. A operação à pressão atmosférica (< 1 atmosfera padrão [atm]) representa um caso de modo de operação de pressão constante. No entanto, isso requer uma membrana mais espessa para melhorar a estabilidade mecânica e diminuir a permeação de gás, o que reduz a eficiência. Também pode exigir um catalisador adicional para converter novamente qualquer hidrogênio, que, devido a pressões mais altas, agora permeariam mais, de volta à água.

Figura 31 - Design de sistema e planta típica para eletrolisador PEM

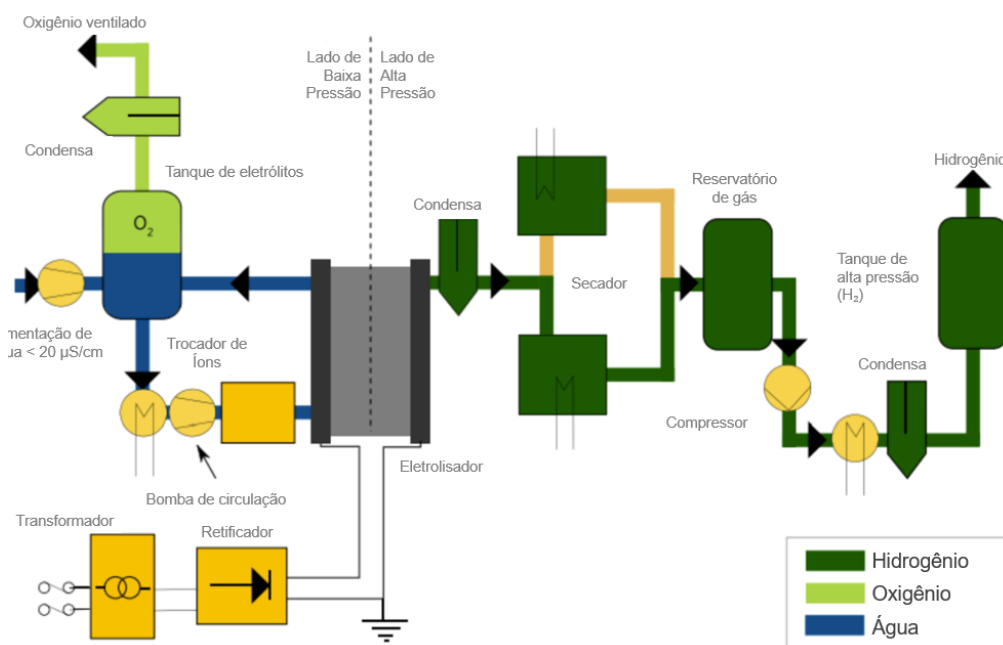


Fonte: IRENA (2020)

Nota: Representação genérica, pode não ser representativa para todos os produtores existentes

Os eletrolisadores AEM (Anion Exchange Membranes ou membranas de troca aniônica em tradução livre) combinam as condições de um ambiente menos severo dos eletrolisadores alcalinos com a simplicidade e eficiência de um eletrolisador PEM. Isso permite o uso de catalisadores não nobres, componentes livres de titânio e, como na PEM, operação sob pressão diferencial. Porém, se trata de uma tecnologia muito recente com poucos fornecedores no mercado. Isso se reflete em uma realidade ainda incerta, e a membrana AEM tem problemas de estabilidade química e mecânica, levando a perfis de vida útil instáveis. Além disso, o desempenho ainda não é tão bom quanto o esperado, principalmente devido à baixa condutividade da AEM, arquiteturas de eletrodos deficientes e cinética de catalisadores lenta.

Figura 32 - Design de sistema e planta típica para eletrolisador AEM

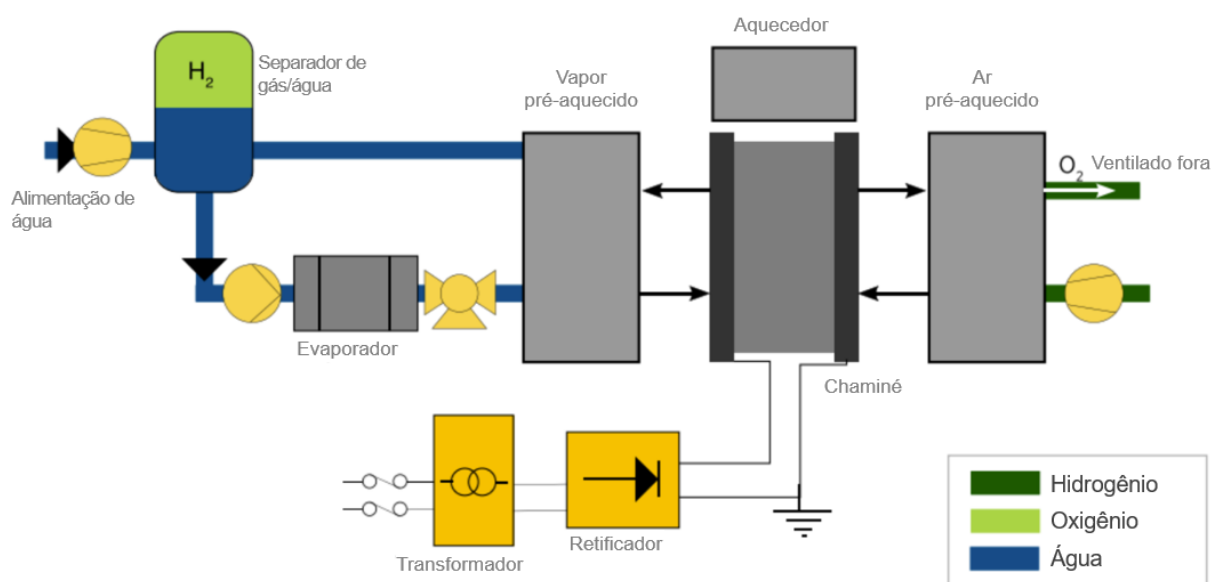


Fonte: IRENA (2020)

Por fim, os eletrolisadores SOEC (Solid oxide electrolyzers ou eletrolisadores de óxido sólido em tradução livre), que atualmente são implantados apenas na escala de kW. Como vantagem, tem uma cinética favorecida pela operação em altas temperaturas (700-850°C), permitindo o uso de eletrodos de níquel relativamente baratos e diminuição da demanda de eletricidade, dado que parte da energia para separação é fornecida através do calor (o calor residual pode ser

utilizado e as eficiências aparentes baseadas em eletricidade podem ser superiores a 100%). Também tem o potencial de reversibilidade (operando como célula de combustível e eletrolisador) e potencial de coeletrólise de CO₂ e água para produzir gás de síntese. Por outro lado, as desvantagens são: o ciclo termoquímico, especialmente durante períodos de desligamento/aumento de carga, leva a uma degradação mais rápida e a vida útil mais curta, desafios relacionados ao selamento em pressão diferencial mais alta, contaminação do eletrodo por sílica usada como vedantes.

Figura 33 - Design de sistema e planta típica para eletrolisador SOEC

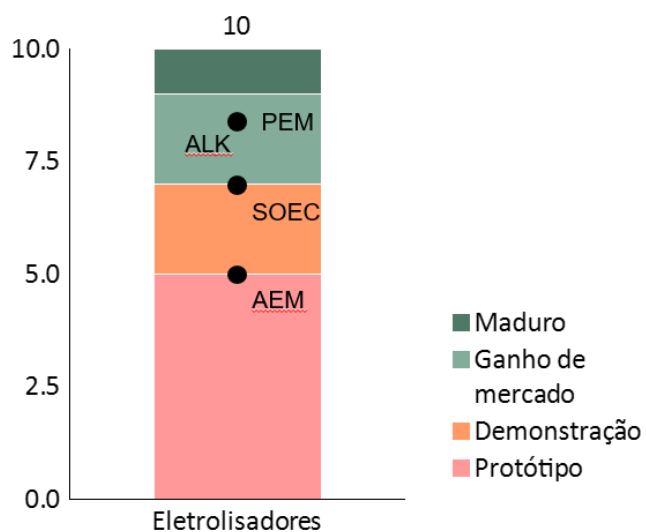


Fonte: IRENA (2020)

Nota: Representação genérica, pode não ser representativa para todos os produtores existentes

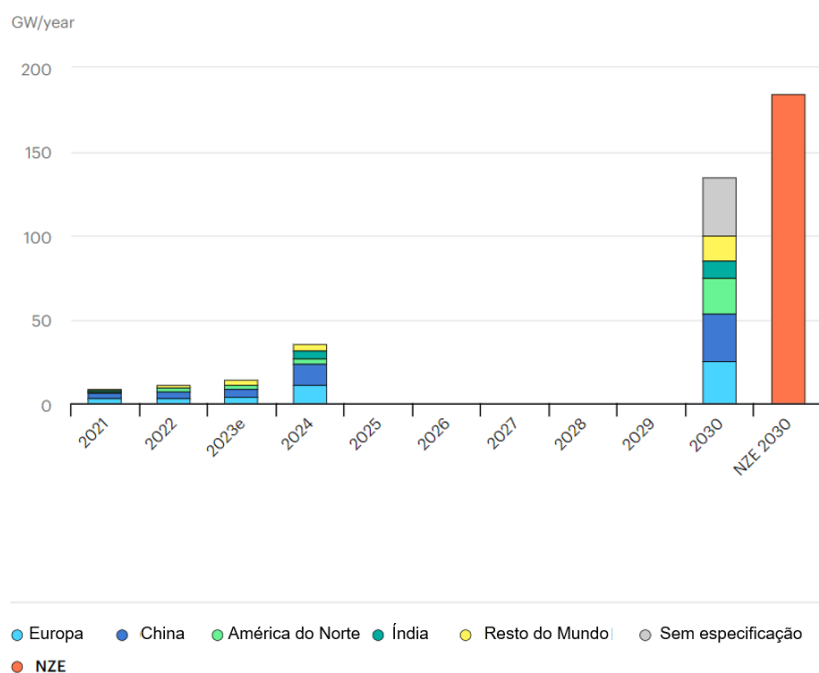
Considerando os eletrolisadores disponíveis no mercado, conclui-se então que os que têm maior potencial atualmente são o PEM e o alcalino, que são os mais maduros, com previsão de diminuição dos seus custos nos próximos anos, como será discutido mais adiante. Isso fica evidente com o aumento da capacidade anunciada no mundo, em que a disseminação e avanço tecnológico levam ao barateamento da tecnologia.

Figura 34 - Maturidade tecnológica dos eletrolisadores



Fonte: IEA, adaptado (2023)

Figura 35 - Capacidade anunciada de eletrolisadores por região



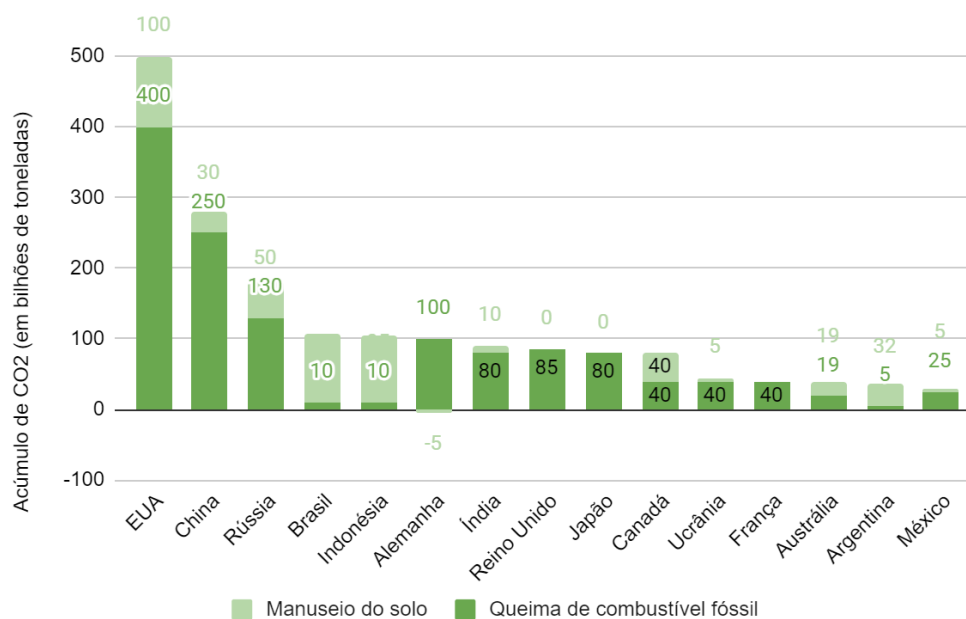
Fonte: IEA (2023), sendo que NZE significa *Net Zero Emission*

4. EMISSÕES DE GÁS CARBÔNICO NA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

A matriz energética atual é dominada por combustíveis fósseis, sendo eles o petróleo, o carvão e o gás natural. A queima desses combustíveis é responsável por

cerca de 86% das emissões de CO₂ mundiais, sendo os outros 14% provenientes de desmatamentos e queimadas, como é possível observar na Figura 36 (BBC, 2021). Nesse cenário, o maior desafio do setor energético é a transformação dessa cadeia de combustíveis fósseis em alternativas limpas ou de baixa emissão e o hidrogênio se enquadra nesse contexto.

Figura 36 – Países com maior acúmulo de emissões de CO₂ de 1850-2021



Fonte: BBC (adaptado)

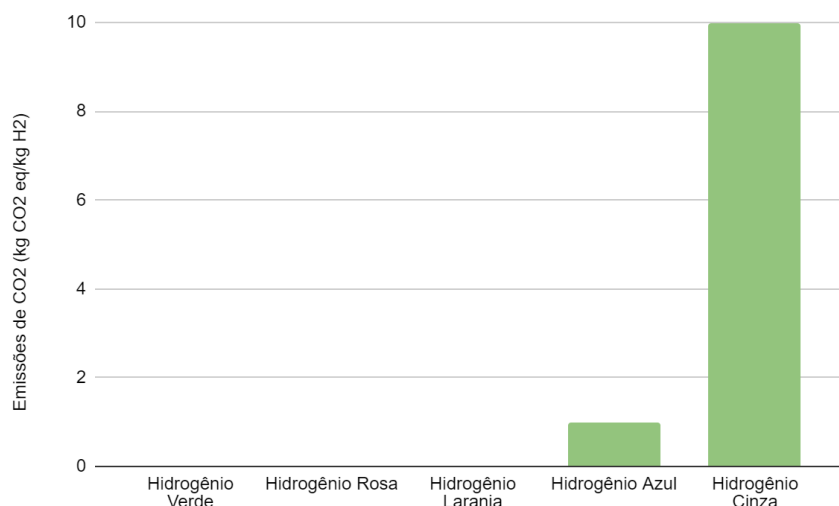
Atualmente, a produção global de hidrogênio é responsável pela emissão de 830 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano. Para fins de comparação, isso corresponde a toda emissão da Inglaterra e Indonésia juntas. Num cenário onde é necessário que 60% das emissões de CO₂ sejam cortadas até 2050, pelo Acordo de Paris, torna-se essencial que a produção de hidrogênio se adeque ao contexto. Nesse sentido, mais de trinta países possuem roteiros de hidrogênio já definidos, sendo que mais de 70% possuem como um dos objetivos principais a redução das emissões de poluentes. Além disso, projeções mostram que o uso de hidrogênio de baixo carbono é uma das principais medidas para a mitigação de emissões de CO₂ na indústria até 2050, podendo reduzir a emissão de até 1 Gt de CO₂ por ano (IEA, 2019).

Em relação aos números atuais de emissão de carbono nas diferentes rotas de hidrogênio, o mais poluente é o hidrogênio preto ou marrom, feito a partir do carvão, que emite o dobro de CO_2 quando comparado ao hidrogênio cinza. Este, em 2020, emitia cerca de 10 quilogramas de CO_2 para cada quilograma de H_2 produzido, considerando apenas as emissões relacionadas à produção, ou seja, sem acrescentar na conta as emissões associadas à conversão e transporte das matérias-primas necessárias. Já na produção de hidrogênio azul, como ocorre a captura e armazenagem do carbono emitido no processo, as emissões são bem menores, de 1 a 3 quilogramas de CO_2 para cada quilograma de hidrogênio produzido, o que o faz ser classificado como H_2 de baixo carbono (McKinsey & Company, 2021). Os dados são compilados na Figura 37.

No entanto, as tecnologias atuais não são suficientes para capturar todo o carbono, de modo que o hidrogênio azul é muitas vezes citado como uma solução intermediária para a descarbonização, no meio do caminho entre o cinza e o verde. Por outro lado, enxerga-se o hidrogênio azul como a alternativa mais economicamente viável no cenário atual, sendo uma via importante para a consolidação do mercado de hidrogênio, visando aumentar a escala de produção e atrair mais investimentos para esse setor para que, futuramente, a ampla produção de hidrogênio verde seja viável e competitiva no mercado.

Isso porque o hidrogênio verde apresenta-se nesse cenário como a melhor alternativa para a descarbonização, uma vez que é feito a partir da eletrólise da água, utilizando energia de fontes renováveis como solar, eólica e hídrica, resultando em uma emissão nula de gases poluentes. Outras alternativas são o hidrogênio rosa e turquesa, produzidos com base na energia nuclear e pirólise do gás natural, respectivamente, com emissão nula de carbono. No entanto, tecnologias necessárias para a produção e infraestrutura desses dois tipos de gás ainda estão em fase inicial de pesquisa e desenvolvimento e precisam de um grande investimento para que alcancem um preço competitivo no mercado.

Figura 37 – Emissão de CO₂ em kg CO₂ eq/kg H₂ para cada processo de produção de hidrogênio



Fonte: BCG (adaptado)

Além da diminuição de gás carbônico liberado durante a rota de produção, hidrogênios como o verde, o rosa e o turquesa também podem ser empregados para diminuir a emissão de carbono em várias atividades econômicas, tais como a mineração, que libera anualmente quantidades entre 1,9 e 5,1 Gt de CO₂. Isso porque, embora apenas uma pequena parte dessa quantidade (cerca de 0,4 Gt CO₂ por ano) esteja ligada ao consumo energético, o hidrogênio pode ser utilizado nos processos de sinterização e pelletização como combustível, além de funcionar como substituto do diesel utilizado nos equipamentos de transporte de minérios (BNDES, 2022).

No transporte, setor responsável por mais de 20% das emissões globais, o hidrogênio pode assumir dois papéis no caminho à descarbonização, sendo o primeiro deles na produção de combustíveis como metanol, amônia e SAF; e o segundo a produção de carros movidos a hidrogênio, que não emitem poluentes no escapamento porque neles a energia elétrica é gerada a partir de uma célula de combustível e utilizada para alimentar o motor elétrico do automóvel.

Alguns outros setores apresentam potencial de descarbonização associado à utilização do hidrogênio. Entre eles está a produção de cimentos, responsável por 7% das emissões globais cuja fonte é a ação humana, liberando 635 kg CO₂ em

2020. Isso porque o setor utiliza carvão mineral, óleo e gás natural em processos de aquecimento, combustíveis que podem ser substituídos pelo hidrogênio. Tal troca já foi feita em um projeto britânico, que obteve sucesso na utilização de um combustível feito com 39% de hidrogênio cinza, mostrando que a substituição pode ser feita e, futuramente, poderá ser realizada com hidrogênios de baixo carbono (BNDES, 2022).

Vidro e cerâmica também se encaixam nesse contexto, uma vez que são setores no qual o aquecimento é fundamental para a produção e, conseqüentemente, demandam muito combustível. Embora a indústria já utilize hidrogênio nesses setores, ainda é o hidrogênio cinza, e em baixa quantidade. Atualmente, gás natural e óleo são mais utilizados, emitindo cerca de 1,2 toneladas de CO₂ por tonelada de vidro (BNDES, 2022).

5. PRINCIPAIS DESAFIOS ATUAIS PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

5.1. Desafios legais

Um grande desafio para a propagação do hidrogênio de baixa emissão é a criação de regulamentações, sistemas de certificação e incentivos fiscais que abordem a produção de hidrogênio e seus atributos ambientais; e garantam conformidade globalmente. Para isso, nos últimos anos, a International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE) vem desenvolvendo uma metodologia para contabilidade de emissões de gases do efeito estufa no ciclo de vida do hidrogênio e derivados, documento essencial para que a ISO possa criar uma norma internacional até o final de 2024.

Nesse contexto, diversos países ao redor do mundo estão em processo de elaboração e implementação de regulamentações e sistemas de certificação relacionados aos atributos ambientais do hidrogênio. Atualmente, sete governos nacionais e supranacionais já possuem estruturas regulatórias nesse campo, enquanto outros seis anunciaram planos para regulamentações futuras, embora as metodologias específicas de conformidade ainda estejam para ser determinadas (IEA, 2023). No Quadro 4 são apresentados alguns esquemas de certificação voltados para o hidrogênio.

Quadro 4 – Esquemas de certificação de origem e emissões do hidrogênio

Órgão	Região	Requisitos de emissão	Esquema de certificação
Certifhy	Europa	H2 verde - energia 100% renovável baixo CO < 4,37 kg CO2/kg H2	Auditoria das instalações Auditoria dos lotes de produção
GH2	Global	H2 verde - mais de 95% da energia renovável na eletrólise/emissão máxima de 1 kg CO2/kg H2	Certificação do projeto, das instalações e da produção
TUV SUD	Global	H2 verde < 2,88 g CO2/MJ de H2	Medição inclui instalações de produção e auxiliares (tratamento de água, purificação, preparação para entrega)
China H2 Alli: China		Baixo CO2 < 14,51 kg CO2/kg H2 "limpo" < 4,90 kg CO2/kg H2 H2 verde - limpo e energia renovável	Auditoria das instalações Auditoria dos lotes de produção
LCFS	Califórnia/EUA	Certifica de onde vem a eletricidade para gerar o hidrogênio dentro do grid ds Califórnia	Esquema próprio para gerar créditos de uso de eletricidade e combustível sem emissão

Fonte: BNDES (adaptado)

No entanto, embora esses sistemas de certificação e estruturas regulatórias tenham algumas semelhanças em relação ao escopo, aos limites do sistema e aos critérios de elegibilidade, apresentam diferenças consideráveis. Essa diversidade cria desafios para os desenvolvedores de projetos, principalmente para aqueles que buscam ingressar em um mercado global potencial. Esses são obrigados a enfrentar processos de certificação específicos para cada país em que desejam operar, o que inevitavelmente resulta em custos de transação mais altos.

De modo geral, os sistemas de certificação se concentram principalmente no processo de produção, sem abordar o transporte do hidrogênio até o ponto de consumo. Os critérios de aceitação das emissões podem variar, com algumas certificações, como Certifhy e GH2, considerando apenas o processo de conversão de energia em hidrogênio através da eletrólise, enquanto outras, como TUV SUD, abrangem diferentes fases do processo produtivo, incluindo o tratamento da água, a purificação do hidrogênio e sua preparação para entrega. Além disso, alguns países têm mecanismos para certificar a origem da eletricidade utilizada na produção de hidrogênio para transporte, como a LCFS (Low Carbon Fuel Standard) na Califórnia e a Renewable Transport Fuel Obligation no Reino Unido (IEA, 2023).

Como resultado, na ausência de uma maior compatibilidade nos sistemas regulatórios e de certificação entre os países, há riscos do comércio de hidrogênio ficar restrito a acordos entre dois países, o que prejudicaria o desenvolvimento de um mercado internacional. Uma harmonização total desses sistemas parece improvável a curto prazo, mas possibilitar o reconhecimento mútuo entre os diferentes esquemas de certificação pode ser um primeiro passo para reduzir a fragmentação do mercado.

Em 2023, o Programa de Colaboração em Tecnologia de Hidrogênio da Agência Internacional de Energia deu início a uma iniciativa voltada para a Certificação de Hidrogênio, com o objetivo de abordar questões técnicas relacionadas à harmonização dos processos de certificação. A importância do reconhecimento mútuo dos sistemas de certificação também foi destacada no documento que resumiu os resultados da reunião dos Ministros das Transições Energéticas do G20, bem como no comunicado emitido pelos Ministros do Clima, Energia e Meio Ambiente do G7.

Utilizar como referência a intensidade de emissões na produção de hidrogênio, com base em uma compreensão compartilhada da metodologia utilizada para regulamentação e certificação, pode ser um passo inicial para promover esse reconhecimento mútuo de certificados, simplificar o acesso ao mercado e estimular o crescimento de um mercado internacional de hidrogênio.

Além das questões ambientais, o avanço no mercado internacional de hidrogênio requer o desenvolvimento de um amplo portfólio de normas internacionais que lidem com questões de segurança, compatibilidade tecnológica e operacionais, além de licenciamento e infraestrutura.

No contexto brasileiro, atualmente não existe uma regulamentação definitiva e consolidada relacionada aos hidrogênios verde, renovável e de baixo carbono, nem incentivos fiscais suficientes, mas alguns projetos estão sendo desenvolvidos nos últimos anos. Um deles é o Programa Nacional do Hidrogênio, criado em 2021 com o objetivo de “definir um conjunto de ações que facilite o desenvolvimento conjunto de três pilares fundamentais para o sucesso de uma trajetória de desenvolvimento da economia do hidrogênio: políticas públicas, tecnologia e mercado” (PNH2, 2021). Para isso, o plano é dividido em seis eixos, sendo um deles o Arcabouço Legal e

Regulatório-normativo. Nesse eixo, a finalidade é mapear legislações e regulações nacionais existentes para subsidiar a inclusão do Hidrogênio e promover a regulação, por meio de agências governamentais, sobre produção, transporte, qualidade, armazenamento e uso do hidrogênio e suas tecnologias.

Além disso, em 2022, a Câmara dos Deputados aprovou um projeto de lei que regulamenta a produção de hidrogênio considerado de baixa emissão de carbono, instituindo uma certificação voluntária e incentivos federais tributários. Nele, para que o hidrogênio seja considerado de baixa emissão, o ciclo de vida de vida de seu processo produtivo deve resultar em valor inicial menor ou igual a 4 quilogramas de dióxido de carbono equivalente por quilograma de hidrogênio produzido. Além disso, o texto define como hidrogênio renovável aquele obtido por meio de fontes renováveis, como solar, biomassa, biometano, oceânica, entre outros.

Sobre a certificação, o projeto determina a criação do Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio, que atesta a intensidade de emissões de gases do efeito estufa na produção de H_2 . Para isso, são necessários uma autoridade competente que fixa as diretrizes de políticas públicas da certificação; uma reguladora, que supervisiona e estabelece requisitos para a certificação; além de empresas certificadoras; uma instituição acreditadora, que dá a permissão necessária para as empresas certificadoras atuarem e uma gestora de registros, que mantém uma base de dados a nível nacional dos certificados emitidos e garante aos compradores a verificação de sua autenticidade.

Além disso, o projeto atribui à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a responsabilidade de autorizar a atividade de produção, armazenagem, estocagem, transporte, revenda e comercialização desse hidrogênio de baixo carbono. Por fim, ele determina que o Programa Nacional do Hidrogênio incorpore a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono.

Também em 2022, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica emitiu os primeiros Certificados de Hidrogênio do Brasil, que asseguraram que a produção de hidrogênio da EDP e da Furnas era feita com energia de fontes renováveis, levando em consideração as exigências do mercado europeu como base. Vale ressaltar que a certificação é voluntária, ou seja, os próprios compradores

determinam as regras e critérios. Ainda nesse contexto, a CCEE está em processo de desenvolvimento de uma segunda versão dessa certificação, apoiada pelo Banco Mundial, com o objetivo de obter maior solidez e transparência.

Já em 2023, foi aprovado na Câmara dos Deputados o substitutivo do projeto de lei citado acima, que instituiu um marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono. O projeto pretende viabilizar a transição energética e o desenvolvimento sustentável, criando o Programa De Desenvolvimento Do Hidrogênio De Baixa Emissão De Carbono (PHBC) para obtenção de subvenção econômica na comercialização de hidrogênio de baixo carbono.

Também consta no projeto a criação do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), que envolve desonerações de capital e operacionais para empresas que participem da cadeia de produção de hidrogênio. Por fim, o marco legal considera água, energia elétrica e outros insumos como matérias-primas do processo produtivo de H_2 , regulamento que traz mais segurança jurídica para o usufruto de tais incentivos fiscais.

No entanto, apesar de aprovado, o relator retirou do texto final o pacote de subsídios que estava previsto inicialmente no projeto, para a produção de hidrogênio de baixo carbono. Dessa forma, além da falta de investimento econômico, o fato de todas essas iniciativas serem muito atuais faz com que ainda não exista um consenso nacional ou internacional em relação aos critérios a serem seguidos nas certificações relacionadas ao hidrogênio renovável, verde ou de baixo carbono e aos órgãos certificadores e reguladores. Por esse motivo, esse ainda é um grande desafio a ser superado para a expansão do mercado de hidrogênio no Brasil e no mundo.

5.2. Desafios relacionados ao produto

5.2.1. Desafios técnicos

5.2.1.1. Hidrogênio verde

A eletrólise é um processo crucial para a produção de hidrogênio, embora atualmente apenas uma fração muito pequena, menos de 0,1% da produção global de hidrogênio, seja dedicada a este método (Ahad et al., 2023). Essa baixa

representatividade deve-se ao fato da produção de hidrogênio através da eletrólise enfrentar uma série de desafios substanciais que requerem soluções para sua implementação em grande escala como uma fonte de energia sustentável.

Nesse sentido, a eficiência relativamente baixa do processo de eletrólise emerge como uma preocupação significativa. Durante esse processo, a conversão de eletricidade em hidrogênio pode ser ineficiente, resultando em perdas consideráveis de energia. Isso torna-se um problema à medida que o tempo de operação aumenta, o impacto do custo do capital inicial de um eletrolisador diminui, destacando a eletricidade como o principal componente de custo na produção de hidrogênio renovável.

Os níveis de eficiência variam consideravelmente entre os diferentes tipos de eletrolisadores, sendo os quatro principais o (1) eletrolisador alcalino, (2) eletrolisador de troca de ânions (AEM), (3) eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM) e (4) eletrolisador de óxido sólido (SOEC), com este último demonstrando a maior eficiência, conforme a Tabela 5.1. A eficiência também é expressa como o consumo de eletricidade para produzir um quilograma de hidrogênio no nível do sistema, onde números mais baixos significam maior eficiência (Tabela 5.2). (CORBEAU; MERZ, 2023).

Tabela 5.1 - Eficiência elétrica dos eletrolisadores

Eficiência atual		Fonte
Eletrolisador alcalino		
63% - 70%	LHV	IEA, 2019
50% - 68%	LHV	IRENA, 2020
68% - 77%	HHV	OIES, 2022
52% - 75%	LHV	Goldman Sachs, 2022
Eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM)		
56% - 60%	LHV	IEA, 2019
50% - 68%	LHV	IRENA, 2020
70% - 80%	HHV	OIES, 2022
60% - 75%	LHV	Goldman Sachs, 2022
Eletrolisador de óxido sólido (SOEC)		
74% - 81%	LHV	IEA, 2019
75% - 85%	LHV	IRENA, 2020
80% - 91%	HHV	OIES, 2022
74% - 81%	LHV	Goldman Sachs, 2022
Eletrolisador de troca de ânions (AEM)		
52% - 67%	LHV	IRENA, 2020
<= 74%	HHV	OIES, 2022
40% - 70%	LHV	Goldman Sachs, 2022

Fonte: (CORBEAU; MERZ, 2023).

Nota: A eficiência medida como um valor de aquecimento superior (HHV) inclui o vapor de água produzido durante o processo de combustão (OIES, 2022).

Tabela 5.2 - Eficiência elétrica dos eletrolisadores (kilowatt-hora/kg H₂ produzido)

Eficiência atual	2050	Fonte
Eletrolisador alcalino		
50% - 78%		IRENA, 2020
50% - 78%		OIES, 2022
48% - 64%		Goldman Sachs, 2022
54%		DOE, 2022
Eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM)		
50% - 83%		IRENA, 2020
50% - 83%		OIES, 2022
43% - 60%		Goldman Sachs, 2022
Eletrolisador de óxido sólido (SOEC)		
40% - 50%		IRENA, 2020
45% - 55%		OIES, 2022
40% - 45%		Goldman Sachs, 2022
Eletrolisador de troca de ânions (AEM)		
57% - 69%		IRENA, 2020
57% - 69%		OIES, 2022

Fonte: (CORBEAU; MERZ, 2023).

Os eletrolisadores alcalinos, são amplamente utilizados na indústria, porém, enfrentam desafios em relação à eficiência. Embora sejam conhecidos por sua confiabilidade, sua eficiência energética varia de 60% a 70%, ainda sendo um ponto de melhoria. Já os eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM) apesar de apresentarem uma boa eficiência, em torno de 60% a 80%, tem sua implementação em larga escala limitada devido aos altos custos.

Os eletrolisadores de óxido sólido (SOEC) têm potencial para alcançar eficiências ainda mais altas, especialmente em altas temperaturas, onde podem atingir eficiências de conversão superiores a 80%. No entanto, esses eletrolisadores enfrentam desafios em relação à durabilidade dos materiais, o que pode afetar sua vida útil e aumentar os custos de manutenção. Além disso, a degradação ao longo do tempo é um desafio comum enfrentado por todos os tipos de eletrolisadores, o que pode reduzir a eficiência do processo e aumentar os custos de operação ao longo do tempo.

A questão do acesso à água doce também se apresenta como um obstáculo significativo para a eletrólise, uma vez que esse método requer grandes volumes de água para funcionar eficientemente, com aproximadamente 9 litros de água sendo necessários para produzir apenas 1 kg de hidrogênio, gerando 8 kg de oxigênio como subproduto. Em regiões onde a água doce é escassa, como áreas áridas ou costeiras, a disponibilidade de água para a eletrólise pode ser um problema. Embora a água do mar possa parecer uma alternativa viável em regiões costeiras, seu uso direto na eletrólise apresenta desafios adicionais. A presença de sais e minerais na água do mar pode causar danos corrosivos aos equipamentos de eletrólise, reduzindo sua vida útil e aumentando os custos de manutenção. Além disso, o processo de eletrólise da água do mar pode resultar na produção de cloro como subproduto, o que pode ser indesejável. (ALBRETCH et al., 2020)

5.2.1.2. Hidrogênio cinza, azul e musgo

Uma quantidade significativa de emissões de CO₂ tem sido observada durante a produção de H₂ a partir de diferentes fontes. Desenvolver tecnologias de reforma a vapor e gaseificação que produzam menos CO₂ é uma possível abordagem para reduzir as emissões de CO₂ do hidrogênio cinza, azul e musgo, por meio do uso de catalisadores mais eficientes, otimização de processos e

integração de técnicas de captura de CO₂ diretamente no processo de reforma. No entanto, é crucial reduzir as emissões de CO₂ desses tipos de hidrogênio sem comprometer sua eficiência energética, e qualquer tecnologia ou abordagem implementada para reduzir as emissões não deve aumentar significativamente o consumo de energia do processo, pois isso pode torná-los menos competitivos em comparação com outras fontes de hidrogênio.

A redução das emissões de CO₂ pode ser possível em até 90% ao utilizar a captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) no sistema. Embora a tecnologia de sequestro de carbono para mitigar as mudanças climáticas durante a produção de hidrogênio venha sendo discutida há muito tempo, seus processos, que podem envolver adsorção, destilação de baixa temperatura e membranas, apresentam condições técnicas que os encarecem. A adsorção física de CO₂ em uma superfície sólida (zeólito) é altamente consumidora de energia em pressões e temperaturas convencionais enquanto o uso de membranas poliméricas comercialmente disponíveis resulta em requisitos de energia relativamente altos e custos de evitação de CO₂ em comparação com a absorção química, devido à baixa força motriz como consequência da baixa pressão parcial de CO₂ nos gases de exaustão. (AHAD et al., 2023)

O gerenciamento da matéria-prima é outro desafio importante, uma vez que esse é um aspecto crucial na produção de hidrogênio cinza e azul, pois a qualidade e a disponibilidade do gás natural utilizado no processo têm um impacto direto na eficiência e na eficácia global da produção de hidrogênio. Uma das principais preocupações no gerenciamento da matéria-prima é garantir um suprimento confiável e consistente de gás natural, o que envolve a negociação de contratos de fornecimento de longo prazo com produtores de gás natural, bem como a implementação de estratégias de diversificação de fornecedores para mitigar o risco de interrupções no fornecimento.

Outro fator importante do gerenciamento da matéria-prima é a gestão do transporte e armazenamento do gás natural. Isso requer a implementação de sistemas de logística eficientes para garantir a entrega oportuna e segura do gás natural à planta de produção de hidrogênio, bem como a implementação de medidas de segurança para minimizar o risco de vazamentos e acidentes durante o

transporte e armazenamento do gás natural. Além disso, é essencial garantir a qualidade do gás natural utilizado no processo de reforma a vapor de metano. A presença de impurezas no gás natural, como enxofre e compostos de metais pesados, pode prejudicar o desempenho dos catalisadores e reduzir a eficiência do processo de produção de hidrogênio. Portanto, é necessário implementar sistemas de monitoramento e controle de qualidade para garantir que o gás natural atenda aos padrões de pureza exigidos para a produção de hidrogênio de alta qualidade.

O gerenciamento da matéria-prima também envolve a otimização do uso de gás natural para minimizar os custos operacionais e maximizar a eficiência energética. Isso pode incluir a implementação de tecnologias avançadas de recuperação de calor e cogeração para aproveitar o calor residual gerado durante o processo de produção de hidrogênio, bem como a implementação de práticas de gestão de energia para reduzir o consumo de energia em toda a planta.

Além dos desafios operacionais e de infraestrutura, existem importantes necessidades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) a serem abordadas. Isso inclui a busca por processos mais eficazes e economicamente viáveis, técnicas de purificação mais eficientes e de baixo custo, otimização de processos para melhorar a eficiência e a confiabilidade, e o desenvolvimento de técnicas de pré-tratamento de matéria-prima para garantir a qualidade do gás natural utilizado no processo.

5.2.2. Desafios de segurança

Devido às suas propriedades, tais como baixa densidade, alta inflamabilidade e chama imperceptível a olho nu, além de ser incolor e inodoro (IEA, 2019), entre outras características, é necessário dedicar uma atenção especial à segurança durante a produção, armazenamento, transporte e em toda a infraestrutura envolvida nesses processos para viabilizar a economia do hidrogênio.

A natureza de suas moléculas, como sua propensão à ignição em edifícios e taxas de vazamento maiores que o gás natural gera desafios únicos em termos de segurança do hidrogênio. Com limites de inflamabilidade mais amplos (4% a 75% em volume), baixa energia de ignição, velocidade de queima alta e susceptibilidade à detonação, o risco de ignição do hidrogênio em edifícios é consideravelmente

maior em comparação ao gás natural (RUSSO, P.; DE MARCO, A.; PARISI, F., 2020). A reforma a vapor, por exemplo, carrega desafios específicos de segurança especialmente devido às condições inflamáveis presentes na unidade de desulfurização. Isso resulta em taxas de fatalidade consideráveis, destacando a necessidade de estratégias de mitigação de risco e protocolos de segurança robustos para lidar com o manuseio, armazenamento e transporte de hidrogênio. (AHAD et al., 2023)

Além disso, o perigo fisiológico do hidrogênio também decorre da exposição a chamas, calor radiante ou ondas de explosão transportadas pelo ar. A produção de ácido clorídrico durante a combustão do gás na presença de cloro também representa uma ameaça, uma vez que esse ácido é altamente corrosivo e capaz de provocar irritações, queimaduras na pele, olhos e no trato respiratório, além de outros problemas de saúde (PTI, 2023). Nesse contexto, a resistência ao fogo e às altas temperaturas do portador de hidrogênio em diferentes condições operacionais também se torna crucial.

As preocupações técnicas em torno dos dutos de hidrogênio abrangem diversos aspectos cruciais, desde a integridade estrutural do aço e das soldas da tubulação até o controle eficaz de infiltrações e vazamentos (U.S. DOE, 2021). Esses desafios impactam diretamente o armazenamento e o transporte do hidrogênio, principalmente devido às taxas de vazamento, que podem ser até três vezes maiores em comparação com o gás natural (AHAD et al., 2023), afetando tanto o aço quanto os vedantes.

Sua natureza inodora, incolor e insípida dificulta a detecção de vazamentos pelos sentidos humanos, aumentando assim os perigos de asfixia em caso de vazamentos e acúmulo de hidrogênio no ar que resultem em teores de oxigênio abaixo de 18%. Embora o hidrogênio não seja tóxico, pode se acumular em espaços confinados, deslocando o ar devido à sua menor densidade e reduzindo a concentração de oxigênio (PTI, 2023). Além disso, o hidrogênio é frequentemente armazenado e transportado em alta pressão para manter sua forma gasosa, assim, flutuações de pressão em dutos resultante da variabilidade da demanda de gás hidrogênio podem danificar severamente a rede de distribuição.

Os polímeros utilizados em vedantes, compressores, tubagens ou recipientes têm seu desempenho mecânico afetado quando expostos a hidrogênio de alta pressão, podendo falhar de várias formas. Sendo uma das menores moléculas, o hidrogênio pode difundir-se e atravessar os polímeros muito mais facilmente do que outros gases. Assim, quando o hidrogênio é absorvido e difunde-se através de componentes de polímero sob alta pressão, forma pequenas bolhas dentro do material, causando danos. Se a despressurização for substancial e rápida o suficiente, essas bolhas podem sair do polímero violentamente, causando danos substanciais e falha do componente. (AHAD et al., 2023).

Esta descompressão rápida de gás pode ocorrer até em uma escala de horas, o que significa que este efeito não está limitado a mudanças súbitas e drásticas de pressão. Embora o efeito do hidrogênio em alguns polímeros selecionados, incluindo EVA, PVC, EPDM, etc., tenha sido estudado, uma grande parte - em particular os termoplásticos - não foi investigada detalhadamente para este mecanismo de falha. Além disso, a alta pressão usada para armazenar hidrogênio pode ter alguns efeitos sobre a plasticização dos polímeros, que também precisa ser estudada. (AHAD et al., 2023).

O armazenamento e transporte também pode ser feito em tanques de hidrogênio liquefeito. A preocupação nesse caso é que, por ser comprimido, o hidrogênio líquido é extremamente frio e, se escapar do seu tanque e entrar em contato com a pele, pode causar fortes queimaduras por congelamento, ou mesmo a perda das extremidades (CROWCON, 2021). Além disso, o descascamento do revestimento em recipientes de pressão utilizados no armazenamento e transporte do hidrogênio representa outro risco significativo, especialmente quando revestimentos plásticos absorvem gás hidrogênio.

Os compósitos usados como materiais de armazenamento de hidrogênio são variados e a ruptura por estresse desses materiais é um problema importante, mas não completamente compreendido. Essa situação ocorre quando múltiplas fibras falham aleatoriamente próximas umas das outras pois, normalmente quando uma única fibra falha, as fibras ao redor podem suportar a carga que anteriormente era carregada pela fibra falhada. No entanto, quando múltiplas fibras falham muito próximas umas das outras, as fibras ao redor são subitamente submetidas a uma

carga muito maior, levando-as a falhar e assim por diante, até que todo o recipiente/camadas se rompam. Essa falha tem pouco ou nenhum aviso prévio e pode levar a resultados catastróficos. (AHAD et al., 2023).

Uma maneira pela qual essas fibras podem falhar é devido à corrosão, como a oxidação das fibras de carbono. Esse mecanismo foi estudado em várias atmosferas (incluindo o ar) e em várias temperaturas, e descobriu-se que amostras em altas temperaturas no ar tinham as taxas mais altas de falha. Um problema com o estudo das rupturas por estresse é o mecanismo inerentemente estocástico que elas seguem. As fibras podem falhar mais ou menos aleatoriamente e, portanto, é inerentemente aleatório se um número suficiente de fibras acontecer de falhar em um cluster próximas umas das outras. Isso significa que estudos experimentais desse fenômeno precisam de um grande número de amostras, geralmente com longas vidas úteis, para produzir falhas. (AHAD et al., 2023).

Diante da natureza altamente volátil e inflamável do hidrogênio, e dos riscos significativos para a segurança humana e para o meio ambiente que ela representa, detectar vazamentos de hidrogênio é exigido pelos órgãos reguladores. Os sensores utilizados para detectar hidrogênio no ar precisam ser altamente sensíveis e responsivos, capazes de detectar até mesmo a menor quantidade de hidrogênio com rapidez suficiente para prevenir incêndios causados por vazamentos. Em particular, o tempo de resposta desses sensores é extremamente relevante, com o Departamento de Energia dos Estados Unidos estabelecendo uma meta de tempo menor que 1 segundo à temperatura ambiente para detectar concentrações de hidrogênio na faixa de 0,1% a 10%, sendo 0,1% o mínimo aceitável para considerar um sensor eficaz. A tabela 5.3 resume um conjunto de especificações para aprovar sensores de segurança de hidrogênio estabelecidas pelo departamento. (AHAD et al., 2023)

Tabela 5.3 - Especificações direcionadas para sensores de segurança de hidrogênio

Parâmetro de medição	Especificação
Gama de medição	0,1 – 10%
Temperatura de operação	30°C - 80°C
Tempo mínimo de resposta	1s
Precisão	5% da escala utilizada
Ambiente de gás	Ar ambiente, 10% a 98% RH
Tempo médio de vida	10 anos

Fonte: AHAD et al. (2023)

A detecção de hidrogênio continua sendo um desafio significativo devido às implicações específicas desse gás. Os sensores de gás natural atualmente em uso não conseguem monitorar adequadamente os problemas de detecção de vazamentos decorrentes da natureza química do hidrogênio. Os sensores de gás combustível (sensores de hidrogênio), por sua vez, têm propensão a gerar alarmes falsos na presença de outros gases no sistema, o que dificulta sua utilização em ambientes onde interferências podem ocorrer. Além disso, a falha prematura dos sensores de hidrogênio é uma queixa comum, e fatores externos, como temperatura, pressão e umidade relativa, exercem forte influência no sinal de fundo dos sensores, acelerando sua degradação ao longo do tempo. Ademais, estressores químicos, como contaminantes, afetam a funcionalidade do catalisador, contribuindo para a falha do sensor. (AHAD et al., 2023).

Para mitigar os riscos associados ao transporte dutoviário de hidrogênio, a *European Industrial Gases Association* (EIGA) propõe a identificação prévia de cada risco e a implementação de medidas como controle de interferência de terceiros, espessamento da parede dos tubos, uso de revestimento adequado, enterramento da tubulação, realização de testes não destrutivos em soldas, marcação e inertização dos tubos, instalação de válvulas de controle, balanceamento de massa para detecção de possíveis vazamentos, além da implementação de programas de inspeção, controle de corrosão e plano de emergência (RUSSO, P.; DE MARCO, A.; PARISI, F., 2020).

A produção de hidrogênio cinza, por exemplo, é regida pela norma ASME B31.12, que estabelece as condições para a fabricação da tubulação utilizada nesse processo. Quando os dutos de hidrogênio são construídos em aço carbono, eles operam em condições de até 3.000 psi (20 MPa) e 150°C, com níveis de tensão por vezes 30% a 50% abaixo do limite de escoamento especificado para o gás natural. No entanto, o aumento da resistência à tração, da pressão e dos níveis de estresse em um ambiente de hidrogênio pode diminuir a resistência do aço carbono a falhas. Devido à escassez de testes realizados em aço e material de solda em ambientes de alta pressão de hidrogênio, é necessário adotar parâmetros mais conservadores e folgas de projeto para considerar os efeitos das mudanças nas propriedades mecânicas do material ao longo da vida útil dos dutos. Portanto, testes adicionais devem levar em conta a mecânica das fraturas e as microestruturas das ligas metálicas, garantindo assim que o aço seja viável para uso na tubulação de hidrogênio. (HAYDEN; STALHEIM, 2009).

5.3. Desafios financeiros

Atualmente, o principal obstáculo para a produção de hidrogênio é o custo, especialmente no caso do hidrogênio verde, que utiliza eletricidade proveniente de fontes renováveis, como energia eólica e solar, para realizar a eletrólise da água. Além disso, o custo do hidrogênio pode variar significativamente de acordo com o método de produção. As diferentes faixas de custo para cada tipo de hidrogênio estão apresentadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Custos de produção para diferentes tipos de hidrogênio

Tipo de hidrogênio	Preço de produção (\$/kg)
Hidrogênio preto	0,95 – 1,90 (2020)
Hidrogênio cinza	1,27 – 2,37 (2020)
Hidrogênio azul	4 – 5 (2022)
Hidrogênio verde	5,5 – 9,5 (2022)

Fontes: HEYWARD (2021); HITCHENS (2022) e BRASHER; LOGAN; MATHIEU. (2022)

O hidrogênio negro, com um custo que varia entre US\$ 0,95 e US\$ 1,90 por quilo, é atualmente uma das opções mais acessíveis, embora gere as maiores

emissões de CO₂, conforme destacado na Tabela 5.4. Por outro lado, o hidrogênio cinza é amplamente utilizado na produção, apresentando custos que oscilam entre US\$1,27 e US\$2,37 por quilo. No entanto, a proporção de emissões de CO₂ associadas à geração de hidrogênio cinza pode atingir até 9 para 1 (HEYWARD, 2021). O hidrogênio azul, por sua vez, reduz significativamente as emissões de CO₂ ao empregar tecnologia de armazenamento de carbono CCUS. Apesar disso, os custos de investimento na tecnologia CCUS elevam ligeiramente seus custos de produção, que situam-se entre US\$4 e US\$5 por quilo (HITCHENS, 2022). Por fim, o hidrogênio verde emerge como uma alternativa crucial, pois desempenha um papel fundamental para alcançar as metas globais de emissão líquida zero, porém, seu custo de produção é quatro vezes mais caro do que o hidrogênio cinza e mais de duas vezes maior que o hidrogênio azul, variando de US\$5,5/kg até US\$ 9,5 / kg (BRASHER; LOGAN; MATHIEU, 2022).

Entretanto, segundo o novo índice de custo de produção de hidrogênio (LCOH Brasil), divulgado pela Clean Energy Latin America (Cela, 2023), o custo nivelado do hidrogênio verde produzido no Brasil varia entre US\$ 2,87/kg e US\$ 3,56 em algumas regiões estratégicas. A nova ferramenta utiliza uma análise detalhada das características de cada estado brasileiro para a produção de hidrogênio. Fatores como recursos renováveis, logística e tributos são considerados, pois influenciam na produção do hidrogênio verde por eletrólise. Além disso, a Cela incorpora dados de investimentos em plantas, operação e despesas de capital do estado. Segundo a consultoria, os custos iniciais podem chegar a até US\$1,69 por kg, quando a produção se torna mais competitiva em relação ao hidrogênio cinza, derivado de fontes fósseis.

O custo de produção de hidrogênio verde é influenciado principalmente pelo investimento no eletrolisador de água, sua taxa de operação anual e o preço da energia renovável utilizada para alimentar o eletrolisador. Este último componente registrou uma redução significativa, diminuindo de 60% a 88% desde 2010, e atualmente os preços estão em torno de US\$ 48 por megawatt-hora para energia solar e entre US\$ 33 e US\$ 75 por megawatt-hora para energia eólica em escala global. Porém, apesar dessa queda acentuada nos custos da energia renovável, o alto investimento inicial nos eletrolisadores continua sendo um fator significativo, contribuindo para os custos gerais de produção de hidrogênio.(100RE Lab, 2023).

Em 2022, os custos de aquisição de um eletrolisador de água para gerar hidrogênio verde variaram consideravelmente, situando-se entre US\$500 e US\$5.600 por quilowatt. As implicações de custo variam amplamente, tanto em relação ao próprio custo dos eletrolisadores quanto à eficácia e design do sistema de produção de hidrogênio resultante, dependendo do tipo de eletrolisador. Os quatro tipos de eletrolisadores comerciais mais promissores atualmente são os seguintes (PARKES, 2023):

- Eletrolisador alcalino: Reconhecido como o padrão da indústria devido à sua vasta experiência operacional, este tipo de eletrolisador apresenta baixo custo. No entanto, apenas os modelos pressurizados conseguem se adaptar de forma flexível às fontes de energia renovável.
- Eletrolisador de troca de ânions (AEM): Com potencial competitivo em custos em comparação com o alcalino, este tipo de eletrolisador pode se tornar vantajoso com o aumento das energias renováveis. No entanto, ainda existem dúvidas sobre as taxas de degradação associadas a ele.
- Eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM): Recentemente introduzido no mercado, este tipo de eletrolisador é ideal para integrar o rápido crescimento das energias renováveis. No entanto, seus custos de materiais são elevados.
- Eletrolisador de óxido sólido (SOEC): Este eletrolisador de alta temperatura possui maior eficiência potencial e é adequado para processos industriais que requerem calor residual. Embora possa ser adaptado para utilizar energias renováveis, sua durabilidade é menor.

Os eletrolisadores alcalinos tradicionais exigem o menor investimento inicial, uma vez que são construídos a partir de materiais de entrada de aço ou liga de níquel de baixo custo. No entanto, a corrosividade e a complexidade associadas ao controle da concentração de hidróxido de potássio geram desafios de confiabilidade que adicionam custos. Os eletrolisadores PEM mais recentes têm custos iniciais mais elevados, pois apenas metais específicos podem suportar as altas taxas de produção de hidrogênio. Em contraste, o SOEC depende de matérias-primas abundantes, como níquel, zircônia e aço. Embora seu capex inicial seja maior que o

dos eletrolisadores alcalinos ou PEM, dadas as complexidades de fabricação em estágio inicial, espera-se que ocorram reduções de custo consideráveis. Por fim, alguns fabricantes estão apostando no eletrolisador AEM devido aos seus materiais mais acessíveis, visando um desempenho comparável ao PEM a um custo menor. (CORBEAU; MERZ, 2023).

A ampla variação nos custos de capital dos eletrolisadores (incluindo os custos de Balance of Plant - BoP) reflete a incerteza em torno dos números, que são muitas vezes guardados pela indústria e rapidamente se tornam obsoletos devido à constante inovação. As principais fontes internacionais também confiam em dados que circulam há algum tempo, o que pode resultar em informações desatualizadas.

Tabela 5.5 - Custos de investimento em sistema de catalisadores (dólar por kilowatt)

Presente		2030	2050	Fonte
Eletrolisador alcalino				
700	2017	450	450	Fraunhofer, 2018
500 – 1.400	2019	450 – 850	200 – 700	IEA, 2019
500 – 1.000	2020			IRENA, 2020
540 – 900	2022			OIES, 2022
600 – 1.100	2022			Goldman Sachs, 2022
610	2022	344		DOE, 2022
Eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM)				
1.460	2017	810	510	Fraunhofer, 2018
1.100 – 1.800	2019	650 – 1.800	200 – 900	IEA, 2019
700 – 1.400	2020			IRENA, 2020
667 – 1.450	2022			OIES, 2022
800 – 1.250	2022			Goldman Sachs, 2022
Eletrolisador de óxido sólido (SOEC)				
1.410	2017	800	500	Fraunhofer, 2018
2.800 – 5.600	2019	800 – 2.800	500 – 1.00	IEA, 2019
-	2020		<300	IRENA, 2020
2.300 – 6.667	2022			OIES, 2022
>1.850	2022			Goldman Sachs, 2022
Eletrolisador de troca de ânions (AEM)				
>931	2022			OIES, 2022

Fonte: (CORBEAU; MERZ, 2023).

Nota: A Agência Internacional de Energia (IEA) define CAPEX como "custos do sistema, incluindo eletrônica de potência, condicionamento de gás e balanceamento da planta," onde os "intervalos refletem diferentes tamanhos de sistemas e incertezas." Note que a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA) faz uma distinção entre custos por tamanho, onde os números a seguir são "custos de capital" para um sistema mínimo de 10 MW. O Instituto de Estudos para Energia de Oxford (OIES) se refere a um sistema de 1 ME, o Departamento de Energia (DOE) se refere a um sistema de 30 MW.

O hidrogênio cinza também enfrenta desafios de alto custo de capital associado à implementação de infraestrutura para produção e aos custos operacionais e de manutenção, que são substanciais devido à complexidade dos processos envolvidos e à necessidade de manter equipamentos sofisticados em condições operacionais ideais.

Um dos maiores componentes do custo de capital é a construção de instalações adequadas para realizar o processo de reforma a vapor de metano. Isso inclui a construção de reatores de alta pressão e alta temperatura, unidades de tratamento de gases e sistemas de purificação, bem como sistemas de controle de processos e sistemas de segurança. Esses equipamentos e instalações são altamente especializados e exigem investimentos significativos em pesquisa, desenvolvimento e fabricação.

O hidrogênio é preparado para transporte ou armazenamento por meio de compressão, liquefação ou conversão em amônia (NH₃). Esses processos adicionais aumentam o custo final do hidrogênio para o usuário. Considerando os custos iniciais de construção da infraestrutura de compressão e o consumo de energia envolvido, estima-se que o custo para comprimir o gás hidrogênio varia entre US\$ 1 e US\$ 1,5 por quilo. Porém, a etapa de liquefação do hidrogênio acarreta um aumento no custo de produção, elevando-o de cerca de US\$ 2 por quilo para aproximadamente US\$ 3 por quilo. Estima-se que, até 2030, o custo de conversão do hidrogênio em amônia possa variar entre US\$ 0,4 e US\$ 0,9 por quilo, representando uma das opções mais viáveis. No entanto, é importante observar que o custo de reverter a amônia de volta para hidrogênio para uso pode aumentar consideravelmente, até duas ou três vezes mais. (100RE Lab, 2023).

Além disso, os custos de produção de hidrogênio cinza e azul são influenciados pelo preço do gás natural, matéria-prima essencial no processo de

reforma a vapor, já que variações nos preços do gás natural podem resultar em mudanças significativas nos custos de produção do hidrogênio. A economia de escala também desempenha um papel importante nos custos de produção de hidrogênio, uma vez que o aumento da capacidade da planta pode, de fato, proporcionar algumas reduções nos custos de produção. No entanto, é importante observar que essa influência pode ser menos significativa em comparação com as variações nos preços do gás natural.

Nesse contexto, um estudo de caso realizado pela EPE (2022) desenvolvido para estimar, a partir de informações técnicas e econômicas nacionais e internacionais, a viabilidade técnico-econômica para implantação de unidades terrestres de produção de H_2 no Brasil pela rota tecnológica de reforma a vapor de gás natural sem captura, armazenamento e utilização de carbono mostra que enquanto o aumento da capacidade da planta pode resultar em uma redução de até 35% nos custos de produção, uma variação no preço do gás natural pode levar a variações de até 100% nos mesmos custos.

O transporte do hidrogênio até as plantas industriais ou outros consumidores finais, após sua conversão, é um fator que adiciona um custo adicional a todos os tipos de hidrogênio. Este incremento nos custos pode comprometer a viabilidade econômica do hidrogênio, e é influenciado tanto pela quantidade de hidrogênio transportado quanto pela distância percorrida. Além disso, os custos de transporte incluem investimentos em infraestrutura, como caminhões, navios ou sistemas de dutos.

Atualmente, os caminhões são amplamente utilizados como a opção predominante para o transporte de hidrogênio, especialmente para distâncias mais curtas, devido à sua eficiência nesse contexto. Entretanto, o transporte de gás hidrogênio comprimido por caminhões é significativamente dispendioso devido à capacidade limitada de carga de cada veículo. Optar pelo hidrogênio liquefeito, que permite o transporte de maiores volumes em cada veículo, ou pelo transporte por meio de oleodutos, embora isso exija um investimento inicial considerável na construção da infraestrutura, são algumas das alternativas para reduzir os custos de transporte. Embora os custos de implementação de um gasoduto de hidrogênio possam ser de 110% a 150% mais altos do que os de um gasoduto de gás natural,

uma alternativa viável é converter os dutos existentes de gás natural para o transporte de hidrogênio, com custos entre 10% e 25%. (100RE Lab, 2023).

Outro fator que contribui para o alto custo de capital na produção de hidrogênio é a necessidade de conformidade com regulamentações ambientais e de segurança rigorosas. Isso inclui o cumprimento de normas e padrões de segurança, saúde e meio ambiente, bem como a obtenção de licenças e autorizações necessárias para operar instalações de produção de hidrogênio. O custo de garantir a conformidade com essas regulamentações pode ser significativo e pode adicionar consideravelmente ao custo total de capital do projeto.

5.4. Desafios de infraestrutura

5.4.1. Transporte

O transporte de hidrogênio voltado para o comércio internacional apresenta-se como uma importante chave para a segurança energética mundial e desenvolvimento desse mercado, já que permite o comércio entre países com grande necessidade de descarbonização do seu sistema energético, mas com limitada capacidade produtiva, com países cujo custo de produção é menor e há maior suprimento que demanda.

No entanto, para que esse comércio seja possível, é necessário uma boa infraestrutura tanto de armazenamento quanto de transporte do hidrogênio. Além disso, é preciso garantir que o sistema funcione caso algo impeça o fornecimento. Atualmente, isso é um desafio tanto no Brasil quanto no resto do mundo devido ao fato do hidrogênio ter baixa densidade volumétrica de energia e baixa temperatura de liquefação, necessitando que seja comprimido, liquefeito ou convertido em transportadores (amônia, metanol ou transportador de hidrogênio orgânico líquido - LOHC) para ser transportado. Como consequência, nesse quesito a utilização de combustíveis fósseis ainda é tecnicamente favorável.

Nesse sentido, nos dias de hoje, o transporte de hidrogênio em seu formato original é minoritário e se dá por alguns gasodutos, limitados a países como Bélgica, França e Países Baixos. Uma outra forma de transporte foi demonstrada em 2020, quando foram comercializadas 102 toneladas de H₂ usando metilciclohexano como

LOHC, saindo de Brunei com destino ao Japão. Em 2022, uma carga de 75 toneladas de hidrogênio liquefeito originados na Austrália foram entregues ao Japão, como parte do projeto *Hydrogen Energy Supply Chain* (HESC), que visa alcançar 225 kt de H₂ comercializados por ano na década de 2030 (IEA, 2023).

Outra forma possível de transporte é o comércio marítimo na forma de amônia, que já acontece na indústria de fertilizantes e vem sendo empregado para o uso como combustível. A primeira ocorrência desse tipo de transporte ocorreu recentemente, em 2020, saindo da Arábia Saudita em direção ao Japão, e, desde então, projetos-piloto para o comércio de H₂ de baixas emissões por esses métodos vêm sendo planejados e concluídos, como é possível observar na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Projetos-Piloto para o comércio de hidrogênio de baixa emissão e combustíveis à base de hidrogênio de 2020-2023

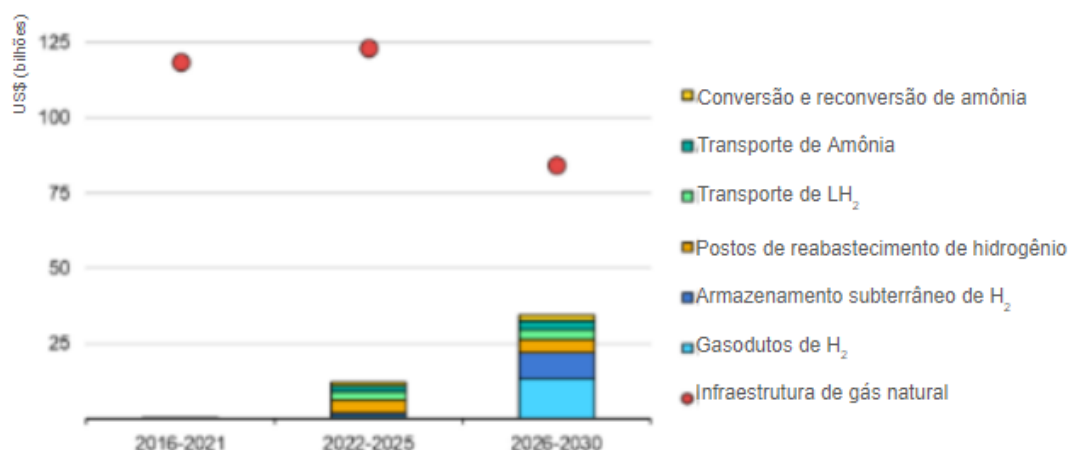
Projeto piloto	Carreador de Hidrogênio	Ano	Quantidade
Arábia Saudita para Japão	Amônia	2020	40 t NH ₃
Brunei para Japão	LOHC	2020/2022	102 t H ₂
Austrália para Japão	LH ₂	2022	75 t H ₂
Arábia Saudita para Coreia	Amônia	2022	25000 t NH ₃
Emirados Árabes Unidos para Alemanha	Amônia	2022	13 t NH ₃
Brunei para Japão	LOHC	2022	
Chile para Reino Unido	Gasolina Sintética	2023	2600 L
Arábia Saudita para Japão	Amônia	2023	
Arábia Saudita para Índia	Amônia	2023	5000 t NH ₃
Arábia Saudita para China	Amônia	2023	25000 t NH ₃
Arábia Saudita para Coreia	Amônia	-	25000 t NH ₃
Arábia Saudita para Bulgária	Amônia	2023	25000 t NH ₃
Arábia Saudita para União Europeia	Amônia		50000 t NH ₃
Arábia Saudita para a Chinese Taipei	Amônia	2023	

Fonte: IEA (adaptado)

Ao observar-se o cenário de Neutralidade Zero de Emissões (NZE), no fim dessa década o investimento global anual em transporte de hidrogênio com baixas emissões e combustíveis à base de hidrogênio, incluindo gasodutos, instalações de armazenamento, terminais e estações de abastecimento, atingirá cerca de 35 bilhões de dólares americanos. Isso equivale a quase 40% dos gastos anuais atuais em gasodutos de gás natural e infraestrutura de transporte marítimo (IEA, 2023). Apesar da diminuição do investimento em infraestrutura de gás natural no cenário

NZE, o nível geral de investimento em infraestrutura combinada para gás e hidrogênio permanece relativamente estável ao longo da década, como observado na Figura 38.

Figura 38 – Investimento anual mundial em infraestruturas voltadas a gases no cenário de Neutralidade Zero de Emissões de 2016-2030



Fonte: IEA (2023, p.109)

5.4.1.1. Gasodutos

Quando o hidrogênio é transportado em grande escala, em pressões entre 50 e 80 bar e distâncias de 2000 a 2500 km, os gasodutos apresentam-se como opção mais barata de deslocamento, principalmente quando são reaproveitados de outros produtos. Para esse contexto, valores próximos de 100 quilotoneladas por ano para um gasoduto de 20 polegadas e 2 000 ktpa para um gasoduto de 48 polegadas já são considerados de grande escala (IEA, 2023).

Para reaproveitamento, atualmente, há aproximadamente 1.000.000 km de gasodutos de gás natural em operação, 60.000 km em construção e mais de 150.000 km projetados (Global Energy Monitor, 2023). Com a redução do consumo de gás natural, uma grande oportunidade para a reutilização dessa infraestrutura existente é o transporte de hidrogênio. Esse reaproveitamento seria positivo em diversos aspectos, entre eles a redução considerável do impacto ambiental associado à fabricação e instalação de novos gasodutos, a diminuição do investimento necessário e o encurtamento de prazos do projeto.

Já gasodutos de hidrogênio em si, são cerca de 5.000 km em operação em todo o mundo, mas eles são relativamente pequenos, com diâmetros inferiores a 18 polegadas e conectam apenas refinarias e complexos químicos em terra firme (LIPIÄINEN, SATU *et al*, 2023). Os novos gasodutos de hidrogênio são planejados para que conectem países ou continentes, com diâmetros maiores de até 48 polegadas, o que possibilitaria ao sistema suportar variações de pressão devido a cargas cíclicas. Isso porque gasodutos de grande diâmetro podem ser mais baratos para distâncias maiores, embora sua construção seja mais desafiadora. Dessa forma, embora de longo prazo, esse novo sistema de transmissão de hidrogênio seria significativamente diferente das redes locais existentes, assemelhando-se mais à transmissão de gás natural, mas em uma escala menor, uma vez que, mesmo no cenário NZE, o consumo de hidrogênio ainda seria inferior ao consumo atual de gás natural.

Para que esse transporte seja possível, questões jurídicas e de regulamentação devem ser resolvidas antes da implantação dessa infraestrutura. Em alguns países, essa questão já foi resolvida, como a Bélgica, que possui a maior rede de gasodutos da Europa, com aproximadamente 600 km, interligando seu território à França e Países Baixos. Isso porque, em 2023, o país foi o primeiro a aprovar uma legislação pioneira sobre o transporte de hidrogênio por gasodutos, visando regular essas redes e estabelecer critérios para designar um único operador para ela.

Linha semelhante foi seguida pelo governo dinamarquês, que selecionou duas estatais para serem proprietárias e operarem os futuros gasodutos de hidrogênio do país. Para complementar, também foi anunciada uma intenção de proposta para o financiamento dessa rede. O Gabinete Federal Alemão também apresentou um projeto para isso, com o objetivo de criar um quadro jurídico para um futuro sistema de transporte de H₂. No Reino Unido, o governo também realizou propostas para modelos de negócio de transporte de hidrogênio, sugerindo um mecanismo de subsídio externo na fase inicial e regulamentação adequada.

Em relação a projetos em desenvolvimento, a China incluiu em seu Plano de Implementação para a Construção de uma Rede Nacional de Petróleo e Gás de 2023 o primeiro gasoduto transregional de hidrogênio. Este gasoduto transportaria

hidrogênio de Ulanqab, na Região Autônoma da Mongólia Interior do Norte da China, para Pequim, com uma extensão de mais de 400 km e capacidade de 100-500 ktpa. Em 2023, a China Petroleum Pipeline Engineering Corporation sugeriu que o país poderia precisar de até 6.000 km de gasodutos de hidrogênio até 2050.

Apesar de vários projetos de gasodutos *offshore* terem sido anunciados, nenhum gasoduto de hidrogênio *offshore* está atualmente em operação, estando a maioria em fase de estudo de viabilidade. Em junho de 2023, a Gasunie lançou um concurso para um estudo de viabilidade de um gasoduto de hidrogênio no Mar do Norte, incluindo o design da plataforma e a rota do gasoduto. Em janeiro de 2023, Noruega e Alemanha solicitaram um estudo de viabilidade conjunto para avaliar o transporte em grande escala de hidrogênio da Noruega para a Alemanha, bem como o transporte de CO₂ da Alemanha para a Noruega para armazenamento offshore. A Gassco (operadora de gás da Noruega) e a Dena (a agência de energia alemã) conduziram o estudo de viabilidade, e em setembro de 2023, os dois países estabeleceram uma força-tarefa conjunta para monitorar os resultados (IEA, 2023).

Apesar de todos esses esforços, incertezas na produção e na demanda, somadas ao atual cenário regulatório restrito, podem não oferecer a segurança financeira e jurídica necessária aos potenciais investidores em infraestrutura de hidrogênio com baixa emissão. Embora a extensão dos projetos anunciados totalize cerca de 30.000 km até 2030, alinhando-se às exigências do Cenário de Neutralidade Zero de Emissões, a extensão combinada dos projetos que avançaram para a fase de Decisão Final de Investimento é mínima. No entanto, como etapa inicial, diversas convocações foram feitas em 2023 para confirmar o interesse na infraestrutura de transmissão de hidrogênio, geralmente envolvendo uma fase inicial não obrigatória para compreender as demandas do mercado e realizar estudos de viabilidade. Isso será sucedido por uma fase vinculativa para contratar capacidade de transmissão, o que resultará em decisões de investimento.

No Brasil, há uma grande falta de dutos que garantam um transporte em larga escala que seja seguro, sustentável e econômico. Isso porque, embora o país apresente um mercado de gás natural em constante evolução, com um potencial de extensão da malha de gasodutos, esses ainda são restritos ao gás natural e estão concentrados na região litorânea do território. Entretanto, um Projeto de Lei foi

apresentado em 2022 para estabelecer, até 2032, um percentual mínimo de 5% de hidrogênio na rede de gasodutos existentes e, até 2050, de 10%, sendo 60% destes percentuais compostos por hidrogênios sustentáveis até 2032 e 80% até 2050. O projeto ainda está em tramitação (IPEA, 2022).

5.4.1.2. *Blendings* de hidrogênio

Atualmente, em várias redes de gás urbano de Cingapura, Hong Kong e Havaí, já se faz uso de misturas de gás natural e hidrogênio, com o objetivo futuro de substituir gradualmente o hidrogênio derivado de combustíveis fósseis por alternativas de baixa emissão.

Desde o GHR 2022, alguns projetos demonstrativos de mistura de hidrogênio foram implementados em diversas partes do mundo. Contudo, a adoção de misturas de hidrogênio nas redes de distribuição pode, em certos casos, encontrar resistência local significativa. Por exemplo, a proposta de teste para a primeira vila de hidrogênio no Reino Unido não está mais sendo considerada pelo governo devido à falta de apoio por parte dos residentes.

Outra possibilidade é misturar hidrogênio na rede de transmissão, o que pode viabilizar o uso conjunto da infraestrutura existente até que infraestruturas especializadas estejam em funcionamento, desde que as tecnologias de separação e purificação se tornem acessíveis e eficazes em termos de custo. Isso exigiria um sistema de garantias de origem, semelhante ao já implementado nos Países Baixos.

Em fevereiro de 2023, a Kogas (Coreia) contratou a DNV para analisar a viabilidade da mistura de hidrogênio na rede de transmissão do país, que abrange 5.000 km, visando alcançar uma mistura de 20% até 2026. Já em março de 2023, a União Europeia modificou a Proposta de Gás da UE, reduzindo a mistura máxima de hidrogênio no sistema de transmissão de gás natural de 5% para 2%, a fim de assegurar uma qualidade uniforme do gás. E, em abril de 2023, a Corporação Nacional de Petróleo da China comunicou ter transportado uma mistura de hidrogênio (24%) através de um gasoduto de 397 km em Ningxia, durante 100 dias. Análises e propostas parecidas foram conduzidas também nos Estados Unidos, Portugal, entre outros países (IEA, 2023).

Entretanto, a tecnologia de purificação ainda não está amplamente disponível. Em janeiro de 2022, a Linde comissionou a primeira planta de demonstração em escala real do mundo em Dormagen, Alemanha, capaz de produzir hidrogênio com alta pureza a partir de misturas de 5 a 60%, utilizando a separação por membrana seguida da adsorção por oscilação de pressão. Países como o Brasil ainda não possuem grandes projetos nessa área.

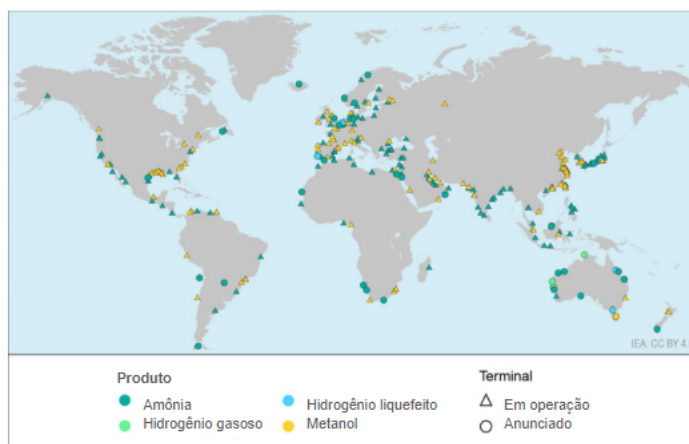
5.4.1.3. Transporte por navios

Para distâncias acima de 2500 km, o transporte de hidrogênio por meio de navios pode apresentar-se como mais rentável. Entretanto, isso exige uma infraestrutura bem desenvolvida nos portos, como acesso a infraestruturas de águas profundas e instalações para converter hidrogênio em transportadores de hidrogênio no porto exportador, além de instalações para reconversão de volta ao hidrogênio no porto importador.

As atuais fábricas de liquefação e demais infraestruturas de gás natural e amônia localizam-se em regiões com alta disponibilidade de gás natural. Em contrapartida, dada a existência de mais países importadores que exportadores, as estruturas de importação, como as instalações para regaseificação, são mais difundidas.

Em números, existem no mundo mais de 100 plantas de liquefação de gás natural em mais de 40 portos, mais de 160 plantas para reconverter em gás em quase 150 portos e cerca de 150 terminais e portos de manuseio de amônia, como é possível observar na Figura 39.

Figura 39 – Infraestruturas portuárias existentes e anunciadas para comércio de hidrogênio e combustíveis a base de hidrogênio



Fonte: IEA (2023, p.109)

Observando-se a infraestrutura já existente para a amônia, ela poderia ser utilizada para o comércio de combustíveis à base de hidrogênio. No entanto, o comércio global de amônia é de cerca de 20 Mt, o que equivale a 3,5 Mt de H₂, número bem abaixo dos 12 Mt de H₂ previstos até 2030 para projetos baseados em amônia. Ou seja, para que a demanda seja suprida, a infraestrutura existente teria que duplicar nos próximos 6 anos. Para isso, alguma capacidade poderia ser integrada nas fábricas já existentes, realizando-se a substituição do comércio de amônia baseado em combustíveis fósseis ou aumentando a capacidade atual delas com pequenos ajustes, mas isso não seria suficiente, sendo necessária uma expansão significativa nos projetos comerciais anunciados.

Ademais, essa lacuna na infraestrutura pode funcionar como incentivo para países com ampla disponibilidade de recursos renováveis que ainda não investiram nesse setor, começarem a fazê-lo. Para tanto, há a necessidade de novos tanques de armazenamento de amônia, novos portos e novas instalações de atracação, o que, portanto, necessita de alto investimento. Em qualquer um dos caminhos escolhidos, novas infraestruturas serão essenciais, e só poderão ser desenvolvidas em grande escala com grandes esforços de inovação.

Além da amônia, projetos também estão em desenvolvimento para utilizar transportadores alternativos, como LOHC ou metanol. Esses, por sua vez, podem

utilizar as infraestruturas de petróleo já existentes e mais abundantes nos portos, exigindo menor investimento para expansão.

No que diz respeito a projetos já anunciados, aproximadamente 50 terminais e infraestruturas portuárias serão construídos até 2030 para comércio de hidrogênio e amônia, sendo mais da metade novos terminais de exportação de amônia, com grande parte na Austrália. Já os terminais de importação foram anunciados nos Países Baixos, Bélgica e Alemanha. Outro projeto importante foi anunciado no ano de 2023, quando a União Europeia aprovou um apoio de 40 milhões de euros para um terminal terrestre de GNL em Brunsbüttel (Alemanha), que substituirá o atual terminal flutuante, na condição de o terminal ser convertido para importar fontes de energia renováveis até 2043. Além dos portos, projetos de crackers de amônia também foram anunciados, embora ainda não estejam comprovados em larga escala.

5.4.1.4. Emissões no transporte

No caso de gasodutos, a principal fonte de emissão de gás carbônico é a eletricidade utilizada durante a compressão. Nesse contexto, em locais onde a compressão se dá próxima ao local de produção do hidrogênio, são esperadas menores emissões, já que há maiores probabilidades de haver eletricidade de baixa emissão disponível perto da indústria de hidrogênio eletrolítico, por exemplo.

Por outro lado, quando o gasoduto interliga diferentes regiões e países, a eletricidade usada nas fases intermediárias de compressão pode não ser de baixa emissão, dependendo da disponibilidade, afetando diretamente as emissões no transporte de H₂. Uma forma de evitar tal aumento nas emissões seria a utilização do próprio hidrogênio transportado para alimentação dos compressores. Desse modo, as turbinas seriam acionadas por hidrogênio no lugar de motores elétricos.

Já para o transporte por navios, há duas formas de emissão, as resultantes da conversão do hidrogênio em transportadores ou sua liquefação e da sua reconversão em hidrogênio, e as resultantes da utilização do combustível pelo navio.

No caso do hidrogênio liquefeito, grande parte da energia é consumida no ponto de exportação, o que pode vir a ser um problema caso ele não seja eletrolítico e não haja eletricidade de baixas emissões disponíveis ou caso o porto de

exportação seja longe da produção. No que diz respeito ao hidrogênio transportado como transportador químico, como amônia ou LOHC, grande parte das emissões são provenientes da reconversão desse hidrogênio no porto de importação. No caso em que esses processos utilizam o próprio hidrogênio de baixa emissão transportado para craqueamento da amônia ou desidrogenação do LOHC, as emissões dependerão unicamente das emissões associadas ao hidrogênio de baixa emissão e do consumo de eletricidade na instalação.

Para a segunda fonte de emissão, o combustível utilizado no navio, a quantidade emitida depende do combustível utilizado. O hidrogênio líquido pode ser utilizado nesse caso, resultando em emissões baixas e proporcionais àquelas associadas à produção do hidrogênio transportado, à distância a ser percorrida e à quantidade de hidrogênio não queimado. No entanto, em navios cujo combustível não possui baixo teor de emissões, o resultado é uma elevada pegada de carbono.

Para fins comparativos, o transporte de amônia ou LOHC por 15.000 km levaria a emissões de 1,2 kg CO₂-eq/kg H₂ no caso da utilização de hidrogênio combustível, enquanto seria de 3,9 kg CO₂-eq/kg H₂ caso fosse utilizado o óleo combustível marinho. Isso considerando que parte do hidrogênio não seria entregue ao consumidor final, sendo utilizado internamente no processo de reconversão (IEA, 2023).

Ademais, no caso em que combustíveis de alta emissão são utilizados nos navios, além de maiores emissões associadas ao transporte desse hidrogênio, também são maiores as emissões associadas à utilização desse hidrogênio no processo de craqueamento da amônia ou desidrogenação do LOHC. Dessa forma, é essencial a descarbonização do transporte marítimo, uma vez que sem ela é impossível a entrega de um hidrogênio com baixas emissões a longas distâncias sem aumentar significativamente a pegada de carbono.

5.4.2. Armazenamento

Em relação ao armazenamento, os países precisarão determinar um nível apropriado de armazenamento por motivos de segurança, levando em consideração as dependências de importação. Também deverão ser consideradas as flutuações de fornecimento causadas pela natureza variável da eletricidade renovável utilizada

nos eletrolisadores, de modo que o armazenamento de hidrogênio precisará de instalações subterrâneas capazes de passar por múltiplos ciclos dentro de um ano. Dependendo da disponibilidade geológica, opções como cavernas de sal ou cavernas rochosas revestidas são favoráveis para lidar com essas flutuações, mas são mais caras em termos de capacidade nominal. Já os reservatórios porosos, mais comuns e seguros, não possuem tanta flexibilidade para aumentar e diminuir rapidamente ainda, e a tecnologia ainda não foi demonstrada para armazenamento puro de hidrogênio.

Já em situações onde a distância é grande demais e impossibilita o transporte por gasodutos, ou não há condições para armazenamento seguro, é necessário converter o hidrogênio em formas mais densas, como já citado anteriormente. No entanto, embora a conversão de hidrogênio em amônia para utilização como tal já esteja consolidada, as tecnologias necessárias para reverter essa conversão para hidrogênio ainda não estão disponíveis em escala comercial.

Desde 1972, cavernas de sal vêm sendo empregadas para o armazenamento de hidrogênio em Teesside, no Reino Unido, e desde 1983 na Costa do Golfo, no Texas, nos Estados Unidos, principalmente para processos químicos e petroquímicos, com uma capacidade total de 500 GWh (CÂMARA, 2019). No entanto, as já existentes não são suficientes e, portanto, foram divulgados planos para novas instalações de cavernas de sal destinadas ao armazenamento de hidrogênio, tendo algumas delas avançado em seus processos de planejamento, embora nenhuma tenha alcançado ainda a Decisão Final de Investimento (FID).

Pela primeira vez em 2023, foram realizadas diversas chamadas para confirmar e quantificar o interesse em instalações de armazenamento subterrâneo de hidrogênio. Algumas delas podem ser consultadas no quadro 5. Essas chamadas oferecem informações preciosas para calcular o tamanho necessário das instalações e, por fim, para a tomada de decisão de investimento.

Quadro 5 – Chamadas de interesse por projetos de armazenamento subterrâneo de hidrogênio

Organizador	País	Data	Descrição
Géométhane	França	Fev-Mar/23	Avaliar o interesse no armazenamento de hidrogênio em duas potenciais cavernas de sal (200 GWh de hidrogênio) em Manosque
HyStock	Holanda	Jun-Jul/23	Chamada para reservar capacidade (proporção fixa de injeção, retirada e capacidade de armazenamento) na caverna de sal de hidrogênio A5 (216 GWh) em Zuidwending. As reservas excedem a capacidade oferecida, e um leilão será realizado para alocar a capacidade.
Teréga	França	Jun-Out/23	Avaliar o interesse no armazenamento de hidrogênio em uma caverna de sal (500 GWh) dentro do projeto HySSoW (Corredor Sul-Oeste de Hidrogênio da França).

Fonte: IEA (adaptado)

Além disso, diversos projetos de armazenamento de hidrogênio em cavernas de sal estão avançando. Em junho de 2022, o projeto Advanced Clean Energy Storage, localizado em Utah (Estados Unidos), obteve uma garantia condicional de empréstimo no valor de USD 504 milhões do Departamento de Energia (DOE). Embora a Decisão Final de Investimento (FID) ainda não tenha sido tomada, a WSP concluiu a perfuração e os testes de integridade mecânica de dois poços em cavernas de sal (300 GWh) em maio de 2023 (LPO, 2022).

Em novembro de 2022, o projeto H2CAST, criado para testar a conversão de uma primeira caverna de sal previamente usada para armazenamento de gás natural, para armazenamento de hidrogênio até o final de 2023, realizou um teste de vazamento de dois meses em Etzel (Alemanha), confirmando a estanqueidade da caverna de sal e a viabilidade do uso de equipamentos de perfuração com hidrogênio de alta pressão (STORAG ETZEL, 2022). Nesse contexto é importante citar um grande problema na reutilização de locais onde antes era armazenado gás natural, a baixa densidade do hidrogênio. Isso porque para armazenar uma quantidade de hidrogênio equivalente, é necessário de três a quatro vezes o volume utilizado para armazenar gás natural à mesma pressão. Nesse contexto, outro

desafio é que, para o cenário Net Zero, com o aumento drástico da necessidade de hidrogênio, o volume de armazenagem suficiente para supri-lo seria comparável ao das antigas instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural, que levaram mais de metade de um século para serem desenvolvidas.

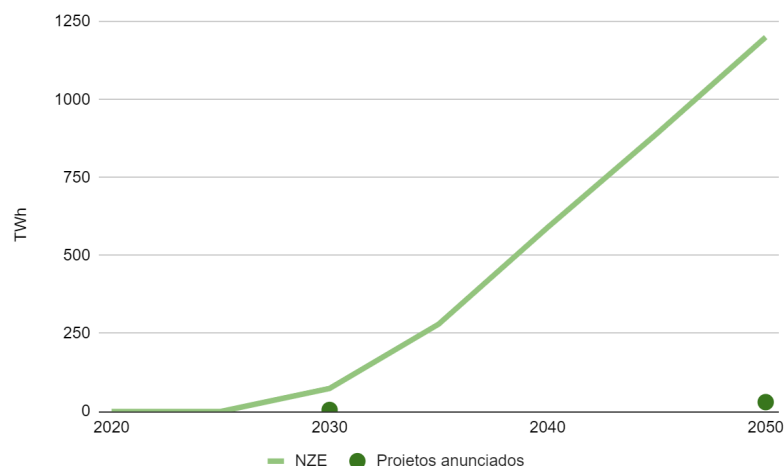
Enquanto isso, o projeto HyPSTER, localizado em Etrez (França), visa demonstrar o impacto do armazenamento cíclico de hidrogênio em cavernas de sal. Em março de 2023, iniciou-se o trabalho para substituir os equipamentos existentes na caverna de sal por equipamentos compatíveis com hidrogênio, em preparação para os próximos testes.

Como já citado, o hidrogênio também pode ser armazenado no subsolo em formações de meios porosos, tais como reservatórios esgotados de petróleo e gás ou aquíferos salinos. No entanto, esses reservatórios ainda não receberam comprovação para armazenar hidrogênio puro e estão em fase de teste em diversos países, como Áustria e Itália, onde instalações foram testadas em campo de gás esgotado.

Para exemplificar as dificuldades dessa armazenagem, na Áustria foi lançado em 2016 um projeto piloto para armazenamento subterrâneo de gás contendo 10% de H_2 em um campo de gás esgotado, durante 3 meses. Como resultado, quase 18% do hidrogênio foi perdido devido à difusão, mistura e dissolução, além de bactérias produtoras de metano que converteram 3% do hidrogênio (IEA, 2023).

Outro problema a se ressaltar em relação aos reservatórios subterrâneos são os longos prazos de planejamento necessários para que entrem em operação. Nesse contexto, para que o cenário Net Zero seja alcançado, seriam necessários 74 TWh de armazenamento subterrâneo de hidrogênio até 2030, sendo que, já em planejamento, só existem 5 TWh. Situação ainda pior é observada em 2050, onde a necessidade de armazenamento aumentaria 20 vezes e só há 30 TWh de capacidade nos planos mundiais, como representado na Figura 40.

Figura 40 – Capacidade atual e projetada de armazenagem subterrânea de hidrogênio no cenário de Neutralidade Zero de Emissões de 2020-2050



Fonte: IEA (adaptado)

6. MATRIZ DE DECISÃO

Para a elaboração da matriz de decisão, foram considerados os hidrogênios cinza, azul e verde, principais hidrogênios discutidos ao longo deste relatório. Em relação aos critérios, foram avaliados na análise o custo para a produção de cada um dos tipos de hidrogênio, as emissões de carbono associadas a cada rota de produção, a disponibilidade de fontes para cada processo, a consolidação de cada uma das técnicas no mercado atual e a legislação existente para cada uma delas. Para cada um dos critérios, serão atribuídas notas de 1 a 3.

O quesito de custos de produção foi baseado nos custos apresentados na Tabela 5.4. Conforme esperado, observa-se que, geralmente, quanto mais sustentável o método de produção de hidrogênio, maior é o custo associado a ele. Isso ocorre devido a diversos fatores que influenciam diretamente os custos de produção, especialmente quando se trata de métodos mais limpos e sustentáveis, como o hidrogênio verde.

O hidrogênio cinza possui o menor custo de produção, que oscila entre US\$1,27 e US\$2,37 por quilo de hidrogênio produzido, representando a opção mais barata atualmente. O hidrogênio azul vem em segundo lugar, com custos de produção ligeiramente mais elevados que o hidrogênio cinza, entre US\$4 e US\$5

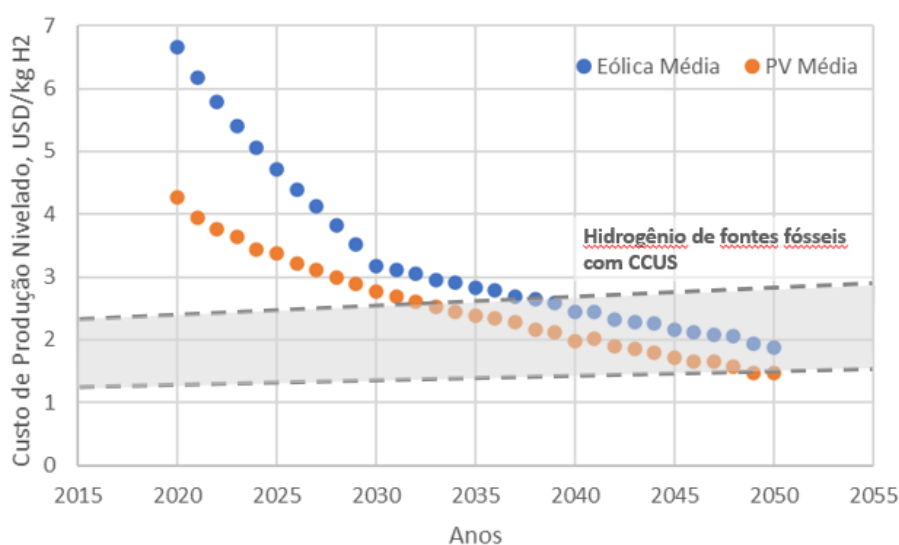
por quilo, devido aos custos associados ao investimento em tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS). Por fim, o hidrogênio verde pode ser a opção mais cara em determinadas situações, com custo de produção até quatro vezes mais caro do que o hidrogênio cinza e mais de duas vezes maior que o hidrogênio azul, variando de US\$5,5/kg até US\$9,5 / kg. Entretanto, o novo índice de custo de produção de hidrogênio (LCOH Brasil), divulgado pela Clean Energy Latin America (Cela, 2023), reporta que o custo nivelado do hidrogênio verde produzido no Brasil varia entre US\$ 2,87/kg e US\$ 3,56 em algumas regiões estratégicas. Dessa forma, essa informação também tem grande impacto na mensuração da nota atribuída ao hidrogênio verde, uma vez que o foco deste estudo é a viabilidade do hidrogênio especificamente no Brasil.

No caso do hidrogênio verde, que é produzido por meio da eletrólise da água utilizando eletricidade renovável, os custos de energia são um fator significativo. A eletricidade renovável, embora seja ambientalmente amigável, pode ser mais cara do que as fontes de energia convencionais, como o gás natural. A infraestrutura necessária para a produção de hidrogênio verde também contribui para seus maiores custos totais. Isso inclui os equipamentos de eletrólise e sistemas de armazenamento e distribuição, que podem ser mais complexos e dispendiosos que os usados em métodos tradicionais de produção de hidrogênio devido principalmente a fatores como a complexidade da tecnologia necessária para eletrólise em larga escala e à localização das plantas de produção, que está diretamente ligadas à localização das fontes de energia utilizadas.

Por outro lado, espera-se uma redução significativa dos custos nos custos associados a essas fontes de energia, com expectativa redução do Levelized Cost of Electricity (LCOE) da energia eólica na região do Nordeste de 27% até 2040 e de uma tendência de queda de 46% no LCOE médio da energia solar nas regiões Sudeste e Nordeste até 2040. Além disso, métodos menos sustentáveis, como o hidrogênio cinza, podem ter custos indiretos associados às emissões de carbono. Embora a precificação do carbono ainda esteja em estágios iniciais, a intensificação das regulamentações ambientais pode aumentar os custos de produção desses métodos, tornando-os menos competitivos em relação aos métodos mais limpos, conforme será discutido adiante.

Um fator que deve ser ressaltado, porém, é que com os avanços tecnológicos e a economia de escala, espera-se que futuramente o hidrogênio verde passe a ser mais competitivo economicamente. Isso deve ocorrer entre 2035 e 2040, tornando-se inclusive mais barato que o hidrogênio cinza, como observado na Figura 41.

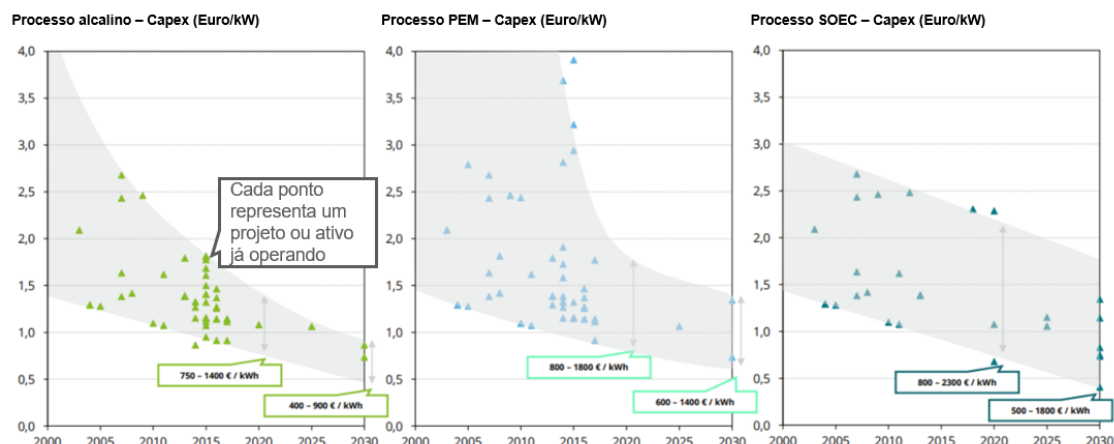
Figura 41 - Queda do custo nivelado para fontes renováveis anualmente



Fonte: EPE (2021)

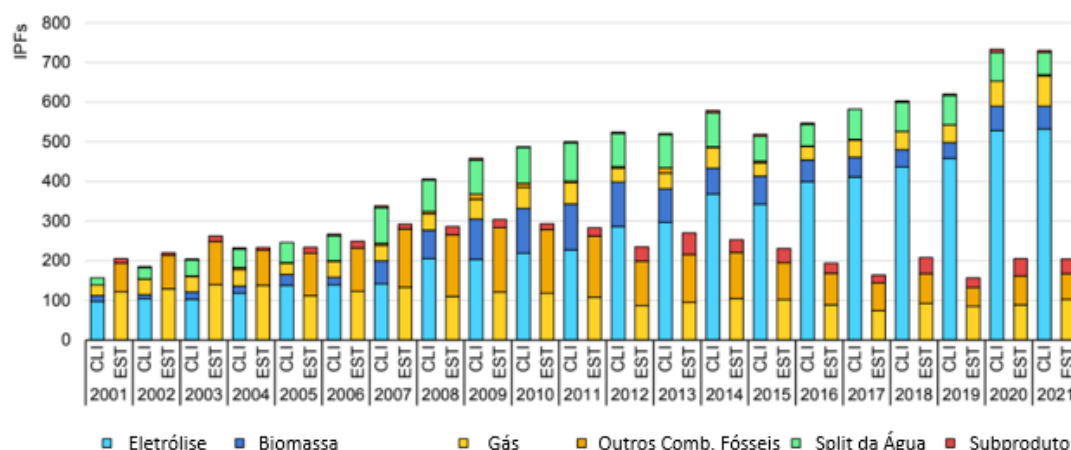
Isso pode ser justificado em grande parte pela redução dos preços dos eletrolisadores como visto na Figura 42, sendo que juntos o capex dos eletrolisadores somado ao custo da energia elétrica representam cerca de 84% (Deloitte, 2021), também justificado pelo impulsionamento do avanço tecnológico, demonstrado, por exemplo, com o avanço de patentes como observado na Figura 43.

Figura 42 - Queda de preço de eletrolisadores no futuro



Fonte: Deloitte (2023)

Figura 43 - Avanço de patentes na produção de hidrogênio, de 2001-2021



Fonte: IEA (2023, p. 144)

Com isso, considerando o cenário atual e as perspectivas futuras, a nota atribuída para o hidrogênio cinza é 3, para o hidrogênio azul é 2 e o hidrogênio verde também 2.

Para o critério de emissões de carbono associadas a cada rota de produção, será considerada a quantidade emitida de CO_2 para cada quilograma de H_2 produzido, considerando apenas o processo de produção do hidrogênio, ou seja, desconsiderando transportes de matéria-prima por exemplo. Em relação à escala, o valor 3 é atribuído a emissões de 0 a 6,7 kg $\text{CO}_2/\text{kg H}_2$ produzido, 2 para emissões

de 6,8 a 13,3 kg CO₂/kg H₂ produzido e 1 para valores acima de 13,4 kg CO₂/kg H₂ produzido.

Nesse sentido, considerando as técnicas de produção de cada um dos tipos de hidrogênios, o hidrogênio verde recebe a melhor nota neste critério, já que é feito a partir da eletrólise da água com energia proveniente de fontes renováveis, ou seja, não ocorre liberação de carbono associada a sua produção. O hidrogênio azul também recebe a mesma nota, já que libera de 1 a 3 kg CO₂/kg H₂ produzido. Isso porque em seu processo produtivo ocorre a captura e armazenagem de boa parte do gás carbônico emitido. Já ao hidrogênio cinza atribui-se nota 2, já que ele é extraído do gás natural e, portanto, libera CO₂ como subproduto, em uma taxa de 10 kg CO₂/kg H₂.

O Brasil, como signatário do acordo de Paris, possui uma meta estabelecida de redução de emissão de gases de efeito estufa, cujo valor foi atualizado em 2023 para redução em 48% até 2025 e 53% até 2030 em relação às emissões registradas em 2005. Além disso, o país se comprometeu a alcançar emissões líquidas neutras até 2050, de modo que tudo que for emitido deve ser compensado com fontes de captura de carbono, recuperação de biomas e tecnologias do gênero. Nesse cenário de crescente preocupação com o efeito estufa e as mudanças climáticas, unido à grande disponibilidade de fontes renováveis disponíveis em território nacional, espera-se que o mercado nacional de hidrogênio verde e azul sejam cada vez mais incentivados, com políticas públicas e parcerias internacionais que promovam o desenvolvimento e barateamento de tecnologias para sua produção e expandam seu consumo, em detrimento do mercado de hidrogênio cinza, que ainda é o mais produzido no país.

O critério de disponibilidade de fontes foi analisado com base no potencial técnico de produção de hidrogênio a partir do saldo de recursos energéticos até 2050, conforme apresentado na Tabela 1.6. A maioria dos recursos analisados apresentou um potencial entre 6,9 e 60,2 Mtep/ano, com exceção dos recursos renováveis offshore, que incluem os recursos hidráulicos, solares e eólicos, e apresentaram um saldo disponível de 1.715,3 Mtep/ano. Como o potencial deste último recurso é uma exceção dentro da amostra, ele foi desconsiderado na definição dos intervalos da escala. Assim, considerou-se o valor máximo como

sendo 100 Mtep/ano para balancear a representatividade do potencial das fontes renováveis e distribuiu-se o passo de maneira proporcional ao número de notas na escala.

Entende-se que quanto maior o potencial técnico disponível, mais promissor é o tipo de hidrogênio e, portanto, o hidrogênio verde obtido a partir de fontes renováveis é o mais promissor neste aspecto, uma vez que possui potencial técnico estimado de 1.733,4 Mtep/ano. Os hidrogênios cinza e azul com 60,2 Mtep/ano e o hidrogênio marrom com 50,5 Mtep/ano ficam em segundo lugar neste quesito, com um potencial técnico consideravelmente menor que o hidrogênio verde.

A discussão técnica abrange a maturidade de cada técnica e sua aplicação no cenário atual e futuro. Nesse contexto, os critérios para cada uma das pontuações é 1 sendo em estudo e definição, 3 como sendo amplamente difundido e maduro e 2 como em implementação mas ainda não maduro.

Diante desses critérios, para o hidrogênio cinza a pontuação é 3, dado que já é amplamente produzido a partir da reforma a vapor e reforma autotérmica do metano, sendo que atualmente representa cerca de 75% do hidrogênio produzido no Brasil, conforme a figura 18.

Para o hidrogênio azul, a pontuação seria de 2, porque além de não ser amplamente utilizado existem ainda técnicas de captura diretas do ar ainda em fases de desenvolvimento, como visto durante a explicação técnica. Atualmente, as principais maneiras de retirar o CO₂ incluem métodos de absorção física ou química com um solvente líquido ou a adsorção em materiais porosos sólidos.

Para o hidrogênio verde, a nota também é 2, dado que a tecnologia alcalina e de PEM já são mais maduras, porém ainda também não são amplamente utilizadas. Além disso, como visto nos pontos acima, existem diversos estudos em desenvolvimento para eletrolisadores.

Por fim, em relação ao critério legal, foi avaliado de 1 a 3, sendo que é 3 é o hidrogênio que já está em operação, com legislação completamente definida, 2 seria já com legislação definida mas ainda com alguns detalhes para serem definidos e o 1 seria sem legislação definida. Diante disso, o hidrogênio cinza se encaixa no primeiro critério dado que já é produzido na indústria química e nas refinarias,

enquanto que para o hidrogênio azul e verde o marco legal saiu apenas no final de 2023, com ainda pontos “em aberto” sobre taxonomia e incentivos.

É esperado que tanto no cenário nacional quanto no internacional, ocorra cada vez mais o desenvolvimento de políticas de incentivo, como subsídios e incentivos fiscais para o desenvolvimento e consumo de hidrogênio verde, dadas as metas ambientais já citadas, além do estabelecimento de padrões para a garantia da sustentabilidade e qualidade desse hidrogênio, que são grandes desafios atualmente.

Por outro lado, o hidrogênio cinza enfrentará desafios regulatórios no Brasil à medida que o país está buscando a redução nas emissões de gases do efeito estufa, incluindo regulamentações mais rígidas sobre a emissão de carbono. Esses desafios regulatórios também implicará no hidrogênio azul, uma vez que os custos associados a sua produção serão mais altos devido à necessidade de tecnologias mais avançadas para captura e armazenamento de 100% do carbono emitido. Em resumo, o futuro do país em termos legais envolve uma combinação de políticas de incentivo para o hidrogênio verde e medidas para mitigar as emissões associadas ao hidrogênio cinza, enquanto se equilibra a necessidade de fornecer energia acessível e sustentável ao país.

Na tabela 6.1 é apresentado um compilado da escala utilizada para cada um dos critérios.

Tabela 6.1 - Descrição da escala utilizada em cada um dos critérios

Nota	Custo	Emissões de Carbono (kg CO2/kg H2)	Disponibilidade de fontes	Consolidação da técnica de produção	Legislação
3	0,95-3,80	0-6,7	<63	Madura e amplamente utilizada	Definida
2	3,81-6,66	6,8-13,3	32-63	Em maturação e utilização inicial	Definida, mas com pontos de discussão
1	6,67-9,52	13,4-20	0-31	Em fase de estudo	Indefinida

Fonte: elaboração própria

Após a definição da escala, partiu-se para a definição de pesos para cada um dos critérios, a fim de priorizá-los na tomada de decisão. Para isso, montou-se uma tabela na qual a diagonal é sempre zerada e os valores 0 e 1 nas demais posições são dados de acordo com a importância relativa daquele critério, ou seja, se um determinado critério A, disposto na linha, for mais importante que o critério B, presente na coluna, é atribuído +1 para A naquele espaço e 0 na linha do B na mesma coluna. O processo de determinação dos pesos e seus valores finais atribuídos para um dos critérios podem ser visualizados na Tabela 6.2.

Entre os fatores, o custo assume uma posição proeminente, dado que é o principal critério devido ao seu impacto direto na competitividade do hidrogênio em relação a outras fontes de energia. Para garantir a adoção generalizada, o custo deve ser competitivo em termos de custo de produção, tornando-o acessível para uma ampla gama de aplicações industriais e de transporte. Para ilustrar esse cenário, pode-se fazer um paralelo entre o consumo de etanol e gasolina no Brasil. No caso das pessoas que abastecem com etanol, o preço é um fator que motiva cerca de 80% dos consumidores (EPE, 2022).

Em seguida, a emissão de carbono é outro critério fundamental, considerando o compromisso global do Brasil com a redução das emissões de gases de efeito estufa. A disponibilidade de fontes é um terceiro critério importante, pois determina a sustentabilidade ambiental da produção, sendo que a abundância dessas fontes oferece uma base sólida para o desenvolvimento de uma indústria robusta e, especialmente, competitiva frente a outras nações, possibilitando que o país não só se torne uma referência, mas também atraia investimentos.

A legislação desempenha um papel crucial na definição do ambiente regulatório e de incentivos para a produção e utilização de hidrogênio. Políticas governamentais claras e estáveis são essenciais para atrair investimentos, promover a inovação e criar um ambiente favorável aos negócios. Portanto, a legislação é um fator chave que determina a viabilidade e o crescimento do mercado, sendo que a falta de políticas públicas também pode se colocar como um empecilho. Novamente fazendo um paralelo com o álcool, que pode ser tratado como um case de sucesso no Brasil, o seu impulsionamento recebeu apoio de programas como o Proálcool e o RenovaBio.

Por último, a consolidação técnica, embora seja a menor em importância, deve ser considerada porque é fundamental para garantir a eficiência e a segurança das tecnologias envolvidas na produção, armazenamento e utilização. Isso porque observa-se no mundo uma corrida para a produção do hidrogênio, então a facilidade de implementação é definitiva para viabilizar os negócios e escalar as produções, a fim de tornar o hidrogênio relevante na matriz energética do país.

Vale ressaltar que todos esses critérios estão interligados e devem ser considerados em conjunto para garantir uma avaliação completa.

Tabela 6.2 - Definição dos pesos de cada critério

Critérios de Avaliação	Custo	Emissões de Carbono	Disponibilidade de fontes	Consolidação da técnica de produção	Legislação	Soma	Pesos
Custo	0	1	1	1	1	4	0,4
Emissões de Carbono	0	0	1	1	1	3	0,3
Disponibilidade de fontes	0	0	0	1	1	2	0,2
Consolidação da técnica de produção	0	0	0	0	0	0	0
Legislação	0	0	0	1	0	1	0,1

Fonte: elaboração própria

Por fim, foi realizada uma média ponderada com os pesos dados a cada um dos critérios. Dessa forma, observando-se na tabela 6.3 a média ponderada, o hidrogênio verde apresenta-se como a melhor alternativa, uma vez que é o que menos emite carbono, possui maior disponibilidade de fontes e possui grande perspectiva para barateamento dos custos, avanços na legislação e, portanto, consolidação futura da técnica de produção.

Tabela 6.3 - Matriz de Decisão

Critérios de Avaliação	Unid	Peso	Verde Nota	Cinza Nota	Azul Nota	Verde Ponderada	Cinza Ponderada	Azul Ponderada
Custo	-	0,4	2	3	2	0,8	1,2	0,8
Emissões de Carbono	kg CO2/kg H2	0,3	3	1	3	0,9	0,3	0,9
Disponibilidade de fontes	Mtep/ano	0,2	3	2	2	0,6	0,4	0,4
Consolidação da técnica de produção	-	0	2	3	2	0	0	0
Legislação	-	0,1	2	3	2	0,2	0,3	0,2
Soma	-	1	-	-	-	2,5	2,2	2,3

Fonte: elaboração própria

CONCLUSÃO

Considerando as informações apresentadas, o hidrogênio verde surge como uma alternativa vantajosa no cenário brasileiro atual. Isso porque além de ser uma matriz energética com baixa emissão de carbono e alta disponibilidade de fontes (dado que 85% da matriz elétrica brasileira é proveniente de fontes renováveis), também apresenta redução de custos a longo prazo, tanto pelo barateamento da matriz energética quanto pelo barateamento da tecnologia de eletrolisadores, como visto na figura 41.

Contudo, embora tenha sido acalorada nos últimos tempos, essa discussão é antiga, visto que o primeiro marco que o Programa Nacional de Hidrogênio se refere é quando o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) iniciou sua atuação frente à utilização do hidrogênio energeticamente em 1995 e à criação do Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH), em 1998. Porém, ainda hoje essa tecnologia não foi acelerada no Brasil.

Isso pode ser explicado pelos principais desafios que o país enfrenta em termos legais, às características do próprio produto, técnicos, financeiros, de infraestrutura e armazenamento. Legalmente, no final de 2023, foi aprovado na Câmara dos Deputados o projeto de lei que instituiu um marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, porém não foi abordada na lei uma taxonomia clara quanto ao que é o hidrogênio verde e não foram englobados incentivos fiscais. Tecnicamente, existe principalmente o alto CAPEX de eletrolisadores, a dificuldade de manuseio especialmente pela reatividade e requisitos de segurança (por exemplo ser extremamente inflamável). Financeiramente, ainda é mais caro que as outras fontes e não possui subsídios claros. Por fim, em termos de infraestrutura e armazenamento, é importante evidenciar que a maior parte do transporte é feito por dutos que asseguram um transporte em maior escala que seja seguro, sustentável e econômico e que, embora o país tenha um mercado de gás natural em crescimento, com um potencial de ampliação da malha de gasodutos, existe o empecilho de que esses ainda são restritos ao gás natural e estão concentrados na região litorânea do território. Outro ponto é que a utilização destes mesmos gasodutos poderiam afetar a economia do gás natural.

Diante disso, embora o hidrogênio apresente um potencial enorme no Brasil, alcançando 1.851 Mtep/ano até 2050 como estimativa potencial pela EPE, sua implementação no país só será viabilizada caso esses desafios sejam superados. Para isso, são requeridos grandes investimentos públicos e privados, com o auxílio inclusive de subsídios que garantam no curto prazo a concorrência do hidrogênio para que seu uso seja ampliado, por exemplo para transportes e siderurgia. Essas ações viabilizaram, por exemplo, a popularização e competitividade do etanol de cana no país e, com elas, o hidrogênio verde pode ganhar espaço e destaque para o país no cenário mundial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e Biometano. **ABiogás divulga novo potencial do biogás para o mercado brasileiro**. São Paulo: ABiogás, 2021. Disponível em: <https://abiogas.org.br/abiogas-divulga-novo-potencial-do-biogas-para-o-mercado-brasileiro-durante-forum-em-sao-paulo/>. Acesso em 27 de fevereiro de 2024.

AHAD, T. *et al.* **An Overview of Challenges for the Future of Hydrogen**. University of Oklahoma, 2023

ALBRETCH, U. *et al.* **International hydrogen strategies**. London: World Energy Council, 2020.

A.O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, A. Kumar.

Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>. Acesso em: 28 de março de 2024.

BANCO DO NORDESTE. Caderno Setorial ETENE 2022 - Agroindústria Etanol. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/handle/123456789/1409>. Acesso em 24 de janeiro de 2024

BBC. **CO₂: Os gráficos que mostram que mais da metade das emissões ocorreram nos últimos 30 anos.** 2021. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/geral-59013520>. Acesso em 20 de fevereiro de 2024.

BCG. **Infrastructure Strategy 2023. Building the Green Hydrogen Economy.** Boston: BCG, 2023.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa.** Rio de Janeiro: BNDES, 2022.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Painel NDC - nossa contribuição para as metas de redução de emissões do Brasil.** Rio de Janeiro: BNDES, 2023.

BRASHER, LANCE T.; LOGAN, T.; MATHIEU, K. **Growing Opportunities in Clean Hydrogen.** Skadden, 2022. Disponível em: <https://www.skadden.com/insights/publications/2022/09/quarterly-insights/growing-opportunities-in-clean-hydrogen>. Acesso em: 24 de março de 2024.

BRASIL MINERAL. **ArcelorMittal e EDP vão usar hidrogênio verde na produção,** 2023. Disponível em: <https://www.brasilmineral.com.br/noticias/arcelormittal-e-edp-vao-usar-hidrogenio-verde-na-producao#:~:text=fabrica%C3%A7%C3%A3o%20do%20a%C3%A7o-,A%20iniciativa%20faz%20parte%20dos%20planos%20da%20ArcelorMittal%20Tubar%C3%A3o%20para,Latina%20em%20dezembro%20de%202022l>. Acesso em: 28 de março de 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Câmara aprova certificação e incentivos para hidrogênio com baixa emissão de carbono.** Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/1020557-camara-aprova-certificacao-e-incentivos-para-hidrogenio-com-baixa-emissao-de-carbono/>. Acesso em: 22 de março de 2024.

CÂMARA, José R. B. **Armazenamento energético de hidrogênio e gás natural (P2G) e ar comprimido (CAES) em cavernas salinas: aspectos técnico-regulatórios, proposição e simulação de metodologia**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Industrial) - Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/bitstream/ri/31218/1/Tese%20Final%20impress%C3%A3o%2013-12.pdf>. Acesso em: 22 de fevereiro de 2024.

CANAL SOLAR. **CCEE emite primeiras certificações para hidrogênio renovável produzido no Brasil**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/ccee-emite-primeiras-certificacoes-para-hidrogenio-renovavel-produzido-no-brasil/>. Acesso em: 22 de março de 2024.

CEARA.GOV. **Complexo do Pecém é destaque em feira de hidrogênio verde nos Estados Unidos**, 2023. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2023/10/03/complexo-do-pecem-e-destaque-em-feira-de-hidrogenio-verde-nos-estados-unidos/>. Acesso em: 28 de março de 2024.

CORBEAU, A.; MERZ, A. **Hydrogen Production Cost - an overview | ScienceDirect Topics**. Disponível em: <https://www.energypolicy.columbia.edu/demystifying-electrolyzer-production-costs/>. Acesso em: 26 de março de 2024.

CROWCON. **Os Perigos do Hidrogênio**, 2021. Disponível em: <https://www.crowcon.com/pt/blog/the-dangers-of-hydrogen/> Acesso em: 26 de março de 2024.

CORREIO BRAZILIENSE. **Setor de biogás projeta investimentos de R\$ 600 milhões**. Disponível em: https://www.correiobraziliense.com.br/economia/2023/03/5080793-setor-de-biogas-projeta-investimentos-de-rs-600-milhoes.html#google_vignette. Acesso em 10 de janeiro de 2024

ENERGY PARTNERSHIP. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro**, 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf. Acesso em: 28 de março de 2024.

EPE - Empresa de pesquisa energética. **Bases para a consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio**. Brasília: EPE, 2021. (Nota Técnica n. 003).

EPE - Empresa de pesquisa energética. **Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural**. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

EPE - Empresa de pesquisa energética. **Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS**. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

EPE - Empresa de pesquisa energética. **Plano decenal de expansão de energia 2029**. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

EPE - Empresa de pesquisa energética. **Plano decenal de expansão de energia 2031**. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

FAPESP. **Hidrogênio ganha centro de estudo**, 2001. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/hidrogenio-ganha-centro-de-estudos/>. Acesso em: 28 de março de 2024.

FAPESP. **Shell, Raízen, Hytron, USP e Senai firmam parceria para a conversão de etanol em hidrogênio**. Disponível em: <https://agencia.fapesp.br/shell-raizen-hytron-usp-e-senai-firmam-parceria-para-a-conversao-de-etanol-em-hidrogenio/39548>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2024.

FGV ENERGIA. **Caderno FGV Energia Hidrogênio de Baixo Carbono: a importância dos avanços em questões estruturantes**, 2023. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-fgv-energia-hidrogenio-de-baixo-carbono-importancia-dos-avancos-em-questoes>. Acesso em: 28 de março de 2024.

GARCIA, J.; CARVALHO, J. **Hidrogênio Verde: Estudo de Caso do Brasil**. 2022. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Bioprocessos) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2022.

GLOBAL ENERGY MONITOR. **Global gas pipeline expansion: Nearly US\$200 billion under construction, with Asia building over 80%**. 2023. Disponível em: https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/11/GEM_Global_gas_pipeline_expansion.pdf. Acesso em: 20 de janeiro de 2024.

GLOBO.COM. **Da sucata ao hidrogênio: como a Gerdau investe em seu compromisso com as mudanças climáticas**, 2023. Disponível em: <https://umsoplaneta.globo.com/conteudo-de-marca/gerdau/noticia/2023/12/19/da-sucata-ao-hidrogenio-como-a-gerdau-investe-em-seu-compromisso-com-as-mudancas-climaticas.ghtml>. Acesso em: 28 de março de 2024.

HAYDEN, L. E.; STALHEIM, D. **Hydrogen Piping and Pipeline Code Design Rules and Their Interaction With Pipeline Materials Concerns, Issues and Research**. ASME 2009 Pressure Vessels and Piping Division Conference. Prague, Czech Republic, 2009. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/267611438_ASME_B3112_Hydrogen_Piping_and_Pipeline_Code_Design_Rules_and_Their_Interaction_With_Pipeline_Materials_Concerns_Issues_and_Research. Acesso em: 20 de janeiro de 2024

HEYWARD. H. **How quickly will China clean up its world-leading, yet extremely dirty hydrogen industry**. “RECHARGE,” 2021 Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/cop26-how-quickly-will-china-clean-up-its-world-leading-yet-extremely-dirty-hydrogen-industry-/2-1-1072159>. Acesso em: 28 de março de 2024.

HITCHENS. K. **Colors of Hydrogen: Economics of Green, Blue, and Gray Hydrogen**. Disponível em: <https://www.pcienergysolutions.com/2022/07/20/colors-of-hydrogen-economics-of-green-blue-and-gray-hydrogen/>. Acesso em: 14 de março de 2024

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Insights 2023**, 2023. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/12/Hydrogen-Insights-Dec-2023-Update.pdf>. Acesso em: 28 de março de 2024.

IEA – International Energy Agency. **Announced electrolyser manufacturing capacity by region and manufacturing capacity needed in the Net Zero Scenario**, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/announced-electrolyser-manufacturing-capacity-by-region-and-manufacturing-capacity-needed-in-the-net-zero-scenario-2021-2030>. Acesso em: 28 de março de 2024.

IEA – International Energy Agency. **Electrolysers**, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers#tracking>. Acesso em: 28 de março de 2024.

IEA – International Energy Agency. **Global Hydrogen Review 2023**. Paris: IEA, 2023.

IEA – International Energy Agency. **The future of hydrogen**. Paris: IEA, 2019.

IEA – International Energy Agency. **Hydrogen in Latin America**, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>. Acesso em: 13 de março de 2024.

INSTITUTO 17. **Biogás no Brasil: Potencial Oferta a Curto Prazo. Programa de Energia para o Brasil – BEP (Brasil). Relatório técnico 02-2021**. São Paulo/SP: Instituto 17, 2021.

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Panorama do Hidrogênio no Brasil**. Rio de Janeiro: IPEA, 2022.

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Green hydrogen cost reduction**, 2020. Disponível em:

<https://www.irena.org/Publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>. Acesso em: 28 de março de 2024.

LIPIÄINEN, Satu *et al.* **Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy**. Finland: International Journal of Hydrogen Energy , 2023.

LPO. Departamento de Energia dos Estados Unidos. **Advanced Clean Energy Storage**. Washington, 2022. Disponível em: <https://www.energy.gov/lpo/advanced-clean-energy-storage>. Acesso em: 21 de janeiro de 2024.

MATTOS FILHO. **Aprovado PL Hidrogênio Verde**. Disponível em: <https://www.mattosfilho.com.br/unico/aprovado-pl-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 23 de março de 2024.

MCKINSEY & COMPANY. **Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo**. 2021. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/br/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>>. Acesso em: 22 de janeiro de 2024

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL. **Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>. Acesso em: 20 de março de 2024.

PARKES, R., **Underestimated? Why Solid-Oxide Electrolysers Could Be the Dark Horse of the Hydrogen Industry**. Hydrogen Insight, 2023, Disponível em: <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/underestimated-why-solid-oxide-electrolysers-could-be-the-dark-horse-of-the-hydrogen-industry/2-1-1452425>. Acesso em: 26 de março de 2024.

PTI - Parque Tecnológico Itaipu. **Comparativo: conheça os riscos do hidrogênio em relação a outros combustíveis, 2023.** Disponível em: <<https://blog.pti.org.br/riscos-do-hidrogenio/>> Acesso em: 26 de março de 2024.

REVISTA OPINIÕES SUCROENERGÉTICO. **Hidrogênio renovável a partir da biomassa: perspectivas no Brasil.** Disponível em: <<https://sucroenergetico.revistaopinioes.com.br/pt-br/revista/detalhes/3-hidrogenio-renovavel-partir-da-biomassa-perspect>>. Acesso em: 23 de dezembro de 2024.

RFA. Renewable Fuels Association. **Annual ethanol production. U.S. and world ethanol production.** Disponível em: <https://ethanolrfa.org/markets-and-statistics/annual-ethanol-production>. Acesso em: 04 de janeiro de 2024.

RUSSO, P.; DE MARCO, A.; PARISI, F. **Assessment of the Damage from Hydrogen Pipeline Explosions on People and Buildings.** Energies, 13(19), 5051. 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/19/5051>>. Acesso em: 16 de março de 2024.

SENADO FEDERAL. **Comissão do Hidrogênio Verde aprova marco legal; texto segue para a Câmara.** Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2023/12/14/comissao-do-hidrogenio-verde-aprova-marco-legal-texto-segue-para-a-camara>. Acesso em: 23 de março de 2024.

SIEMENS. **Produção de hidrogênio verde, 2023.** Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/br/pt/home/products-services/product-offerings/hydrogen-solutions.html>. Acesso em: 28 de março de 2024.

SOUZA, M. (Org.). **Tecnologia do hidrogênio.** Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2009.

STORAGE ETZEL. **Hydrogen (H2Cast) Storage**. Friedeburg, 2022. Disponível em: <https://www.storag-etzel.de/en/storage/hydrogen-h2cast>. Acesso em: 22 de janeiro de 2024.

THYSSENKRUPP. **Steam Reformer Box**, 2024. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp-uhde.com/en/products-and-technologies/fertilizer-technologies/ammonia-plants/ammonia-technology-proprietary-equipment/steam-reformer-boxl>. Acesso em: 28 de março de 2024.

U.S. DOE. U.S. - Department of Energy, 2021. **Hydrogen pipelines. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy**. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>>. Acesso em: 22 de janeiro de 2024.

100RE LAB. **Green Hydrogen Market: Potentials and Challenges**. 2023. Disponível em: <https://100re-map.net/green-hydrogen-market-potentials-and-challenges/>. Acesso em: 26 de março de 2024.

VALOR ECONÔMICO. **Câmara aprova marco legal do hidrogênio verde**, 2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/politica/noticia/2023/11/28/cmara-aprova-marco-legal-do-hidrognio-verde.ghhtml>. Acesso em: 28 de março de 2024.

VALOR ECONÔMICO. **Descarbonização leva ao hidrogênio verde**, 2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/publicacoes/especiais/siderurgia/noticia/2023/09/26/descarbonizacao-leva-ao-hidrogenio-verde.ghhtml>. Acesso em: 28 de março de 2024.

VALOR ECONÔMICO. **Estados se movimentam para produzir hidrogênio verde**. Valor Econômico, 2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/publicacoes/especiais/hidrogenio-verde/noticia/2023/12/07/estados-se-movimentam-para-produzir-hidrogenio-verde.ghhtml>. Acesso em: 28 de março de 2024.

VALOR ECONÔMICO. **Prioridade máxima**, 2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/publicacoes/especiais/siderurgia/noticia/2023/09/26/prioridade-maxima.ghtml>. Acesso em: 28 de março de 2024.

VALOR ECONÔMICO. **Vale substituirá diesel por amônia, hidrogênio verde e etanol, diz Bartolomeo**, 2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/08/28/industria-de-mineracao-tem-muito-a-contribuir-na-transicao-energetica-diz-presidente-da-vale.ghtml>. Acesso em: 28 de março de 2024.