

Emissões de gases de efeito estufa do ciclo de vida do hidrogênio como combustível marítimo e custo de produção do hidrogênio verde no Brasil

Autores: Francielle Carvalho, Liudmila Osipova, Yuanrong Zhou

Palavras-chave: embarcações de emissão zero, hidrogênio verde, transporte marítimo, análise de ciclo de vida

Resumo

Em 2018, a Organização Marítima Internacional (IMO) definiu uma estratégia inicial para reduzir pela metade as emissões de gases de efeito estufa (GEE) até 2050 em comparação com os níveis de 2008. Essa estratégia deve ser fortalecida em 2023. Para atingir esse objetivo, são cruciais combustíveis alternativos mais limpos, como o hidrogênio renovável obtido por eletrólise.

O Brasil é considerado um potencial produtor de hidrogênio renovável devido à abundância e ao potencial de expansão de suas fontes de energia renovável.

Este estudo estima as emissões de GEE do ciclo de vida e os custos de produção do hidrogênio renovável por eletrólise para aplicações marítimas no Brasil. Baseamos essa estimativa nos custo nivelado da produção de eletricidade renovável no país. Comparamos as emissões de GEE do ciclo de vida com as do óleo diesel marítimo convencional (MGO, do inglês *marine gas oil*) e entre diferentes rotas para produzir, transportar, armazenar e usar hidrogênio em aplicações marítimas.

Concluimos que:

- » O Brasil tem vantagens competitivas para produzir hidrogênio renovável por eletrólise, dado seu baixo custo em 2020 (US\$ 3,5/kg) comparado ao de outras regiões, como a União Europeia (UE) e os Estados Unidos (US\$ 6,4/kg e US\$ 4,3/kg, respectivamente);
- » O hidrogênio renovável brasileiro obtido por eletrólise (usando eletricidade renovável com adicionalidade) tem emissões de GEE de ciclo de vida 96% menores que as do MGO;

www.theicct.org

communications@theicct.org

[twitter @theicct](https://twitter.com/theicct)

- » A intensidade de GEE do hidrogênio renovável obtido por eletrólise (em g CO₂e/MJ) é quase 80% menor que a da produção de hidrogênio a partir de gás natural pelo processo de reforma a vapor do metano (SMR, do inglês *steam methane reforming*) com captura e armazenamento de carbono (CCS, do inglês *carbon capture and storage*) e 90% menor sem CCS; e
- » Benefícios climáticos significativos só serão alcançados se a produção de hidrogênio utilizar eletricidade renovável adicional (emissões de GEE 80% menores em comparação com o hidrogênio produzido com eletricidade da rede).

Políticas robustas de incentivo são necessárias para a expansão inicial do hidrogênio. Esse apoio ajudaria a superar as barreiras técnicas de infraestrutura e armazenamento, incentivar aplicações marítimas e assegurar a rastreabilidade, garantindo assim seus benefícios de mitigação de GEE.

Introdução/Contexto

Este estudo examina o custo para produzir hidrogênio renovável por eletrólise no Brasil e seu potencial uso marítimo. Realizamos uma análise de ciclo de vida de sua intensidade de GEE, usando o modelo *Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation* (GREET), e estimamos seus custos de produção no Brasil. Calculamos a redução potencial de emissões de GEE do hidrogênio produzido a partir da eletricidade renovável, da eletricidade da rede elétrica convencional, do gás natural e do gás natural com captura e armazenamento de carbono (CCS). Comparamos os custos do hidrogênio renovável obtido por eletrólise do Brasil com custos estimados para outras regiões globais e com as rotas de produção baseadas em combustíveis fósseis. Por fim, identificamos as principais barreiras e oportunidades para a aplicação de hidrogênio no Brasil e apresentamos recomendações para que o país alcance um suprimento robusto de hidrogênio renovável.

O transporte marítimo é crucial para o comércio global e o desenvolvimento econômico. No entanto, o setor também contribui para a mudança climática global, produzindo cerca de 3% das emissões globais de dióxido de carbono (CO₂); isso equivale ao sexto país no ranking de emissões (Englert et al., 2021; Faber et al., 2020; Schlanger, 2018). Nos últimos anos, o setor tem sofrido crescente pressão para reduzir as emissões de GEE. Em 2018, a IMO comprometeu-se a reduzir as emissões anuais de GEE do transporte marítimo internacional em pelo menos metade até 2050 em comparação com os níveis de 2008 (Lakshmi, 2018). Para atingir esse objetivo, além de operações otimizadas e medidas de eficiência energética, combustíveis alternativos de baixo ou zero carbono serão cruciais (Florentinus et al., 2012; International Energy Agency, 2021b).

Combustíveis ou fontes de energia alternativos para o transporte marítimo incluem baterias (X. Mao et al., 2020), biocombustíveis (Zhou, Pavlenko et al., 2020) e combustíveis sintéticos, como o hidrogênio (Comer, Stolz et al., 2022; Georgeff et al., 2020; X. Mao et al., 2020). Para serem adequadas ao alcance das metas climáticas globais e setoriais, essas alternativas devem gerar emissões de ciclo de vida de GEE baixas ou equivalentes a zero, considerando toda a cadeia produtiva (WTW, do inglês *well-to-wake*) (Comer, Stolz et al., 2022). Entre as possíveis fontes alternativas de energia, o hidrogênio é promissor especialmente por causa de seu impacto climático potencialmente baixo. Por não conter carbono, não emite carbono ao queimar, embora gere poluição do ar na forma de óxidos de nitrogênio (NO_x). Quando produzido a partir da eletrólise da água, com eletricidade renovável, seu volume de emissões de GEE reduz significativamente (Atilhan et al., 2021). Quando usado em uma célula a combustível, emite apenas água.

O hidrogênio é usado de forma mais eficiente em células a combustível, que convertem a energia química do combustível em eletricidade, embora também possa ser utilizado em motores de combustão adaptados (U.S. Department of Energy, 2019). As células de combustível têm uma tecnologia completamente diferente daquela dos motores de combustão interna (MCI) atualmente usados pela frota naval mundial. Sua adoção exigiria uma remodelação completa dos sistemas de propulsão. Além disso, armazenar e transportar hidrogênio com eficiência é um desafio, porque ele precisa ser comprimido ou liquefeito (DNV, 2021; Van Hoecke et al., 2021). Além disso, apesar de seu alto poder calorífico em massa, o hidrogênio tem baixa densidade de energia volumétrica; o armazenamento é volumoso e requer mais espaço do que os combustíveis convencionais (DNV GL, 2019).

O hidrogênio pode ser produzido a partir de fontes renováveis e não renováveis. A produção mundial existente provém principalmente de combustíveis fósseis, como gás natural (59%), óleos pesados e nafta (21%) e carvão (19%); apenas 0,03% a partir da eletrólise da água (International Energy Agency, 2021a). A Figura 1 classifica por cores as rotas de produção de hidrogênio. O hidrogênio cinza é aquele produzido a partir do gás natural; o hidrogênio azul, do gás natural com CCS (IRENA, 2019); e o verde, da eletrólise da água usando eletricidade renovável, particularmente eólica e solar (IRENA, 2022b). As fontes de energia e matérias-primas usadas para produzir hidrogênio afetam diretamente a intensidade de emissões de GEE de seu ciclo de vida. O uso de matérias-primas fósseis e eletricidade da rede para produzir hidrogênio aumenta as emissões diretas e indiretas de GEE no ciclo de vida. Portanto, é importante garantir a disponibilidade de eletricidade renovável para produzir hidrogênio verde.

	HIDROGÊNIO	HIDROGÊNIO	HIDROGÊNIO
Processo	Reforma a vapor do metano (SMR) ou gaseificação	Reforma a vapor do metano (SMR) ou gaseificação com captura de carbono	Eletrólise
Fonte	Gás natural (metano) ou carvão	Gás natural (metano) ou carvão	Eletricidade renovável

Figura 1. Vias de produção de hidrogênio classificadas por cor

O hidrogênio renovável pode ser adequado para o transporte marítimo internacional, complementando outras fontes alternativas de energia e medidas de eficiência energética. No entanto, seus custos podem chegar ao triplo do hidrogênio fóssil (IRENA, 2022b; Gurlit et al., 2021). Nesse sentido, os países capazes de gerar eletricidade renovável a baixo custo estão mais bem posicionados para produzir hidrogênio verde competitivo (IRENA, 2022b). Desta forma, o Brasil poderia ser um produtor de hidrogênio renovável por eletrólise, devido às suas abundantes fontes de energia renovável e à expansão prevista da geração de eletricidade eólica e solar (Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética, 2021b). Energias renováveis respondem por aproximadamente 85% da oferta doméstica de eletricidade do Brasil, que é composta pela soma da produção nacional mais importações. A energia hidrelétrica representa a maior parcela da oferta nacional de eletricidade (65%), seguida pela biomassa (9%) e eólica (9%). A geração solar fotovoltaica (FV) responde por menos de 2% da oferta doméstica, mas recentes adições significativas à capacidade instalada indicam sua potencial expansão (Ministério de Minas e Energia, 2021).

Atualmente, a principal demanda de hidrogênio no Brasil vem das refinarias de petróleo e da produção de fertilizantes (Empresa de Pesquisa Energética, 2022). Até 2022, foram anunciados US\$ 22 bilhões em investimentos na construção de usinas de hidrogênio renovável no Brasil, todas em portos da região Nordeste (Bnamericas, 2021; Chiappini, 2021; Uchôa, 2021). Tais portos reúnem inúmeras vantagens estratégicas para o desenvolvimento da cadeia produtiva do hidrogênio verde, como logística de exportação favorável, proximidade às zonas industriais (onde as empresas têm interesse em descarbonizar as operações e/ou contribuir com soluções para outras indústrias), e acesso a fontes de energia eólica e solar. Portanto, antes de sua aplicação marítima, o hidrogênio renovável enfrentaria concorrência para uso em outros setores, como mineração (produção de minério de ferro) ou produção de produtos químicos sintéticos renováveis, combustíveis e amônia verde (Santos & Ohara, 2021). Se todos os projetos anunciados forem bem-sucedidos, o Brasil poderá se tornar um importante *player* global no emergente mercado do hidrogênio verde.

Hidrogênio como combustível marítimo

A versão mais recente do *Mapping of Zero Emission Pilots and Demonstration Projects* para a indústria marítima mostra um foco crescente no hidrogênio e nos combustíveis à base de hidrogênio (Fahnestock & Bingham, 2021). Dados de agosto de 2022, indicam que apenas oito navios movidos a hidrogênio serão construídos entre 2022 e 2026, de acordo com o *World Fleet Register 2022* (Clarksons Research, 2022). Destes, três navios de pequeno porte foram projetados para uso apenas de hidrogênio. Além disso, 16 projetos-piloto de navios movidos a hidrogênio estão em desenvolvimento ou foram concluídos (Comer, Stolz et al., 2022). Desses, 12 usam hidrogênio em células de combustível e 4 usam hidrogênio em combinação com o MGO em MCIs.

O hidrogênio pode ser usado a bordo como combustível marítimo, seja em células a combustível, seja em motores de combustão adaptados. A barreira técnica mais significativa ao seu uso como combustível não é a produção nem o uso final, mas o armazenamento, uma vez que a sua baixa densidade de energia volumétrica requer sistemas de armazenamento criogênicos ou pressurizados (Van Hoecke et al., 2021). O desenvolvimento de novas infraestruturas de abastecimento e o monitoramento de segurança também impõem desafios à aplicação do hidrogênio no transporte marítimo (Van Hoecke et al., 2021).

Uso de hidrogênio em células a combustível

A tecnologia de células a combustível tem recebido crescente interesse como um sistema alternativo de fornecimento de energia para navios. As células a combustível convertem energia química em eletricidade por meio de reações eletroquímicas que usam moléculas de hidrogênio e oxigênio. Para navios, sistemas de células a combustível conectados a motores elétricos convertem eletricidade em trabalho mecânico para a propulsão. Eletricidade e água são os únicos produtos dessa reação, sem emissões diretas de GEE ou poluentes atmosféricos. As células a combustível também reduzem o ruído e as vibrações que impactam os ecossistemas marinhos (Balcombe et al., 2019; Tronstad et al., 2017).

As células a combustível são geralmente classificadas de acordo com o tipo de eletrólito utilizado, mas também podem ser categorizadas com base na temperatura de operação, tipo de combustível ou ambiente de trabalho – móvel/estacionário (Inal & Deniz, 2020; Tronstad et al., 2017). Os principais tipos de célula a combustível são alcalina (AFC), de ácido fosfórico (PAFC), de carbonato fundido (MCFC), de óxido sólido (SOFC) e membrana de troca de prótons (PEMFC) (ver Tabela 1, baseada em Inal & Deniz, 2020). A eficiência das células a combustível varia entre 50% e 60%. Para células de combustível de alta temperatura, como MCFC e SOFC, a eficiência

aumenta quando o calor residual é recuperado (Tronstad et al., 2017). Os motores elétricos usados para propulsão são altamente eficientes (~95%) e, quando combinados com células a combustível eficientes, são mais vantajosos que os MCIs. Por exemplo, células a combustível requerem 44% menos combustível do que geradores a diesel e microturbinas a gás para produzir a mesma potência (Balcombe et al., 2019). No entanto, os requisitos de espaço para células a combustível podem ser desafiadores (especialmente para navios menores), pois elas demandam quase o dobro do espaço dos MCIs (Bourne, 2019).

Tabela 1. Tipos de célula de combustível

Tipo de célula	Combustível	Eficiência (%)	Temperatura de operação (°C)
Alcalina (AFC)	H ₂	50-60	50-230
Ácido fosfórico (PAFC)	H ₂ Gás natural Diesel	40-50	150-220
Carbonato fundido (MCFC)		30-70	600-700
Óxido sólido (SOFC)		40-70	500-1000
Membrana de troca de prótons (PEMFC)	H ₂	40-60	50-130

Uso de hidrogênio em MCIs

MCIs vêm sendo usados no transporte há mais de 100 anos. A maioria das frotas marítimas contemporâneas usa motores a diesel. Eles são normalmente classificados como motores de baixa (propulsão de grandes embarcações), média (propulsão ou geração de energia auxiliar) ou alta velocidade (geração de energia auxiliar e propulsão de embarcações menores). Nos últimos 20 anos, MCIs bicombustível (*dual fuel*) e a gás foram introduzidos para propulsão e geração de energia auxiliar de embarcações marítimas. Os motores bicombustível são motores a diesel que podem funcionar com combustíveis gasosos e líquidos (DNV GL, 2019).

O hidrogênio tem diferentes usos em MCIs. O primeiro é a combustão em motores bicombustível (operando no modo gás) com pequenas adaptações. Testes realizados indicam eficiências de 35% a 50% (DNV GL, 2019; Hyde & Ellis, 2019). O segundo é a coalimentação com diesel marítimo em motores a diesel comuns das embarcações. Devido à elevada temperatura de autoignição, o hidrogênio puro não pode ser usado diretamente nas embarcações, mas combinado com diesel em misturas de até 80% (base energética) possui eficiência de ~30% (Hyde & Ellis, 2019). Ao contrário dos sistemas de células a combustível, os MCIs podem ser abastecidos com hidrogênio não purificado, o que pode reduzir significativamente os custos (Onorati et al., 2022). No entanto, o uso de hidrogênio em MCIs produz emissões de NO_x, ao contrário de seu uso em células a combustível.

Armazenamento de hidrogênio em navios

O principal desafio físico para o hidrogênio como combustível marítimo não é a produção nem o uso final, mas o armazenamento. Em termos de massa, o hidrogênio é um excelente transportador de energia; seu poder calorífico inferior é quase três vezes superior ao MGO (120 MJ/kg vs. 43 MJ/kg). No entanto, o hidrogênio é leve; sua densidade de energia volumétrica é 3.500 vezes menor que a do MGO em condições atmosféricas: 0,01 MJ/L vs. 35 MJ/L (DNV GL, 2019; Van Hoecke et al., 2021). Para ser armazenado com eficiência, ele deve ser comprimido (CH₂) ou liquefeito (LH₂).¹ A

¹ O hidrogênio também pode ser armazenado em transportadores orgânicos líquidos (LOHC) ou materiais (hidretos metálicos, carvões ativados etc.) (Baetcke & Kaltschmitt, 2018; U.S. Department of Energy, s.d.)

Tabela 2 compara as propriedades do hidrogênio e do MGO em diferentes condições (ver Air Liquide, 2022; DNV GL, 2019; Van Hoecke et al., 2021).

Tabela 2. Propriedades do hidrogênio e do ODM

	Densidade (kg/m ³)	Densidade de energia - massa (MJ/kg)	Densidade de energia - volume (MJ/L)
H ₂ (condições atmosféricas)	0,09	120	0,01
CH ₂ (a 700 bar)	42	120	5,0
LH ₂ (criogênico a -253 °C)	71	120	8,5
ODM (condições atmosféricas)	860	43	35

Hidrogênio comprimido

A compressão do hidrogênio é o método de armazenamento mais desenvolvido e amplamente utilizado (Van Hoecke et al., 2021). O CH₂ normalmente requer tanques de alta pressão (350-700 bar), semelhantes aos tanques convencionais de armazenamento de gás natural de alta pressão (Baetcke & Kaltschmitt, 2018; U.S. Department of Energy, 2021). Tanques com pressões mais altas (>700 bar) possuem maior capacidade de armazenamento, mas podem custar 10 vezes mais que os tanques de baixa pressão (Van Hoecke et al., 2021). Além disso, mesmo a uma pressão bastante elevada, a densidade de energia do hidrogênio atinge apenas cerca de 5 MJ/L, significativamente menor que a do MGO (Tabela 2). Assim, o CH₂ requer maior espaço de armazenamento em navios em comparação ao MGO. No entanto, o CH₂ pode caber em uma variedade de configurações e tamanhos de tanque conforme as dimensões da embarcação (Comer, Stolz et al., 2022). Além disso, em comparação com o LH₂, o CH₂ ocupa mais peso e espaço disponíveis devido à sua menor densidade energética.

Os tanques de armazenamento de CH₂ têm duas vantagens principais: não requerem gerenciamento térmico, como liquefação ou armazenamento criogênico; e seu peso é mais manejável que o dos tanques criogênicos necessários para o LH₂. Suas desvantagens mais significativas são as altas pressões de operação e a consequente necessidade de materiais específicos para evitar a difusão do hidrogênio ao longo do tempo (Baetcke & Kaltschmitt, 2018).

Hidrogênio líquido

LH₂ é uma alternativa para armazenar hidrogênio com alta densidade de energia em base volumétrica. Os produtos líquidos oferecem vários benefícios técnicos de manuseio em relação aos gases comprimidos. O principal desafio do hidrogênio líquido vem das baixas temperaturas por ele requeridas; ele condensa a temperaturas até -253 °C (Baetcke & Kaltschmitt, 2018; Depken et al., 2022). Assim, os tanques de LH₂ devem ser feitos de materiais superisolantes e ter um desenho esférico para diminuir a relação superfície-volume, uma vez que as perdas termodinâmicas estão diretamente relacionadas à área de superfície externa (Baetcke & Kaltschmitt, 2018; Georgeff et al., 2020).

Além disso, mesmo na forma líquida, a densidade de energia em base volumétrica do hidrogênio (8,5 MJ/L) é quase quatro vezes menor que a do MGO (35 MJ/L) (ver Tabela 2). Assim, volumes maiores de LH₂ são necessários para substituir o MGO nos navios, sem considerar a espessura dos materiais de isolamento dos tanques. Embora a indústria marítima tenha experiência com combustíveis criogênicos, devido ao uso crescente de gás natural liquefeito (GNL), os desafios para o uso do LH₂ são maiores.

Abastecimento

O modo de armazenamento do hidrogênio afeta diretamente seu método de abastecimento. O CH_2 armazenado no porto pode ser transferido para os navios de duas maneiras: balanceamento de pressão ou compressão. No primeiro método, o CH_2 é armazenado a uma pressão maior do que a exigida pelo navio. Por exemplo, navios que requerem hidrogênio a 350 bar precisariam de um armazenamento a 500 bar no porto (Hyde & Ellis, 2019). Assim, o hidrogênio flui naturalmente para os tanques de armazenamento do navio. Este método requer uma capacidade considerável de armazenamento portuário, uma vez que grande parte do armazenamento permanece inacessível – quando a pressão de armazenamento do porto cai abaixo de 350 bar, por exemplo, é impossível encher um navio a 350 bar (Hyde & Ellis, 2019). No segundo método, um compressor move o CH_2 de um local de armazenamento portuário de baixa pressão para o navio. Esse método permite um melhor controle do fluxo de hidrogênio, mas requer maiores gastos com equipamentos.

O hidrogênio líquido armazenado no porto pode ser transferido para os navios com bombas criogênicas, tecnologia que já é utilizada no abastecimento de GNL, mas precisa de modificações – por exemplo, o LH_2 demandaria temperaturas de armazenamento mais baixas e tem maior risco de vazamento (Hyde & Ellis, 2019; Nerheim et al., 2021). Georgeff et al. (2020) avaliaram diferentes alternativas para o abastecimento de LH_2 , considerando não apenas seu armazenamento estacionário nos portos (PTS, do inglês *port-to-ship*), mas também a transferência de caminhões (TTS, do inglês *truck-to-ship*) e de navios de reabastecimento (STS, do inglês *ship-to-ship*). Esses três métodos diferem principalmente quanto às taxas de transferência de combustível (Georgeff et al., 2020).

Riscos potenciais

O hidrogênio é um gás incolor e inodoro quase 14 vezes mais leve que o ar. Assim, ele se difunde rápido no ar e permeia facilmente os materiais. Ademais, o hidrogênio vaporizado é altamente inflamável. A chama do hidrogênio é invisível (portanto, difícil de detectar), atinge temperaturas de até 2.318K (-2.045 °C) e pode haver risco de explosão em baixas concentrações (18% –49%vol.) (Depken et al., 2022). Embora não seja tóxico, o hidrogênio pode provocar asfixia se deslocar o oxigênio ambiental para concentrações abaixo de 16% (Depken et al., 2022; DNV, 2021; Van Hoecke et al., 2021).

Portanto, ao armazenar hidrogênio em espaços confinados, como navios, os sistemas de segurança devem ser cuidadosamente projetados com sensores e sistemas de ventilação posicionados estrategicamente. Além disso, o armazenamento criogênico de LH_2 requer materiais especiais para suportar temperaturas mais frias. O derramamento de líquidos criogênicos a bordo pode levar a fraturas criogênicas (a frio) e danificar o casco do navio. Além disso, a formação de nuvens de hidrogênio após derramamentos aumenta as chances de explosão e asfixia, colocando a tripulação em risco (Depken et al., 2022; DNV, 2021; Van Hoecke et al., 2021).

Metodologia

Este estudo estima os custos de produção de hidrogênio verde no Brasil e compara as emissões de GEE do ciclo de vida do hidrogênio renovável obtido por eletrólise com outras rotas de produção de hidrogênio, como a partir de gás natural em processo SMR, a partir de gás natural em processo SMR com CCS e por eletrólise com eletricidade da rede elétrica convencional (Figura 2), considerando ainda o modo de armazenamento (comprimido vs. liquefeito).

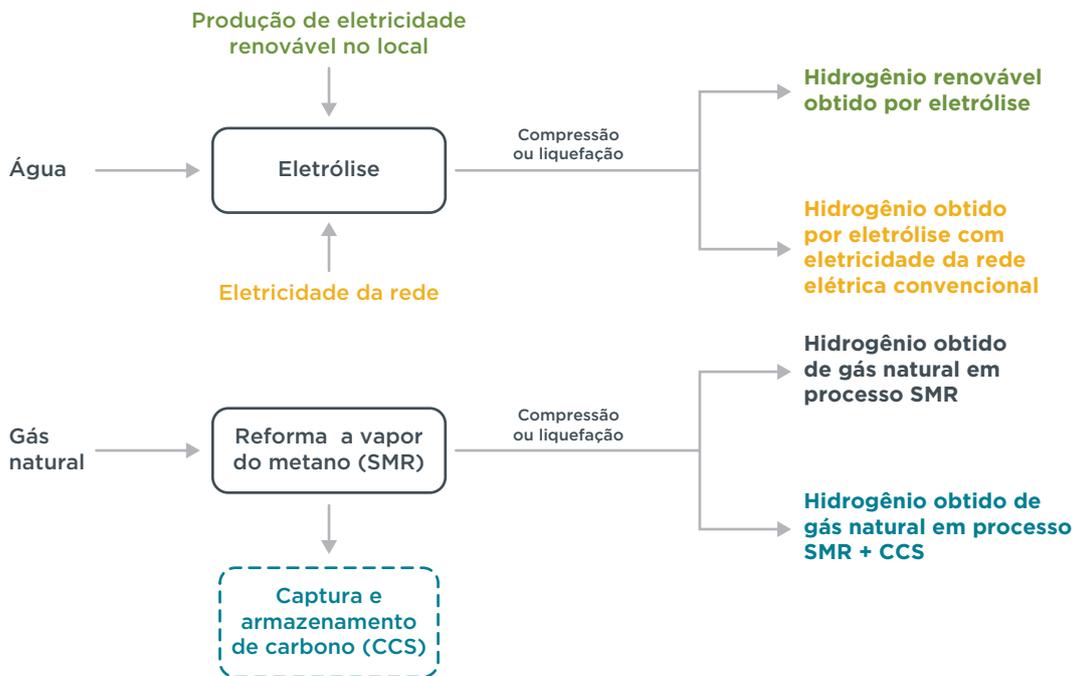


Figura 2. Vias de produção de hidrogênio

Emissões de GEE do ciclo de vida do hidrogênio como combustível marítimo

Estimamos as emissões de GEE do ciclo de vida completo (WTW) de cinco rotas de produção de hidrogênio. Para rotas baseadas em SMR, assumimos que o gás natural foi transformado, em um reformador a vapor de metano, em hidrogênio, que foi liquefeito usando eletricidade da rede nacional e transportado de caminhão para armazenamento. Para rotas com CCS, consideramos essa etapa adicional no reformador de gás. Para o hidrogênio produzido por eletrólise, assumimos duas fontes de eletricidade: a rede elétrica nacional (hidrogênio obtido por eletrólise com eletricidade da rede convencional) ou energia renovável adicional (hidrogênio renovável obtido por eletrólise). Para o hidrogênio renovável, modelamos tanto LH₂ como CH₂.

Para todas as rotas, aplicamos fatores potenciais de aquecimento global de 100 e 20 anos (GWP100 e GWP20) para converter impactos climáticos de metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) em CO₂ equivalente (CO₂e). O uso do GWP20 (junto do GWP100) é essencial para entender o impacto de curto prazo de GEEs de curta duração, como o metano. Aplicamos fatores GWP do Sexto Relatório de Avaliação (AR6) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC).

Para estimar as emissões de GEE das rotas de produção de hidrogênio, usamos o GREET, que modela o ciclo de vida completo (WTW) de vários combustíveis de transporte e oferece a flexibilidade de alterar as premissas, ao mesmo tempo que estima consistentemente as emissões para várias tecnologias de produção de combustível (Argonne National Laboratory, 2020). A análise WTW incluiu extração de matéria-prima, produção do combustível, transporte e emissões de combustão. Como apenas vapor d'água é produzido, atribuímos emissão zero de GEE à combustão do hidrogênio em células a combustível. Para o hidrogênio obtido de gás natural em processo SMR com CCS, incluímos o uso de energia e as emissões associadas para o processo de captura de carbono. Reduzimos a taxa de captura de carbono *default* do modelo GREET de 90% para 55% para refletir as práticas industriais do mundo real (Zhou, Swidler et al., 2021).

Ajustamos alguns dos dados padrão do GREET para refletir melhor a intensidade de GEE da produção de hidrogênio no Brasil, como a matriz elétrica da rede brasileira (Tabela 3) e as premissas de obtenção de gás natural, com base no Balanço Energético Nacional de 2020 (EPE, 2021a). Mantivemos os valores *default* do GREET para emissões relacionadas ao transporte. Possíveis vazamentos de hidrogênio não foram contabilizados nas emissões WTW. No entanto, pesquisas recentes sugerem que vazamentos podem levar a emissões indiretas de GEE, com o próprio hidrogênio possuindo um GWP100 de aproximadamente 11 (Warwick et al., 2022).

Tabela 3. Premissas da rede elétrica

Matriz elétrica	Default do modelo GREET (matriz dos EUA)	Brasil
Óleo residual	0%	2%
Gás natural	40%	8%
Carvão	20%	3%
Energia nuclear	20%	2%
Biomassa	0%	9%
Hidrelétrica	7%	65%
Eólica	9%	9%
Solar fotovoltaica	2%	2%
Outra	0%	0%

Custos de produção de hidrogênio renovável por eletrólise

Estimamos os custos nivelados de produção de hidrogênio renovável por eletrólise a partir de um modelo reduzido de fluxo de caixa construído em estudos anteriores (Christensen, 2020; Zhou & Searle, 2022), o qual incorpora os custos de capital associados à produção de eletricidade e hidrogênio renováveis, custos operacionais, fatores de capacidade e rendimento químico. Espera-se que no futuro, a redução nos custos de capital e o aumento do fator de capacidade e da eficiência da eletrólise reduzam o custo do hidrogênio renovável obtido por eletrólise. Projetamos o custo futuro do hidrogênio renovável por eletrólise usando diferentes cenários—intermediário, pessimista e otimista—para exemplificar as incertezas relacionadas a esses fatores. A fim de avaliar o uso de hidrogênio no transporte marítimo, incorporamos custos adicionais de compressão a 350 bar ou liquefação. Os custos de compressão foram modelados utilizando o custo estimado de eletricidade renovável, e os custos de liquefação foram baseados em revisão da literatura.

Também atualizamos o modelo com dados específicos do Brasil. Coletamos o fator de capacidade das usinas de energia solar e eólica no país em 2020 (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022) - 23% e 44%, respectivamente. O fator de capacidade determina com que frequência as usinas de geração renovável solar ou eólica podem operar, impactando assim o custo de produção de eletricidade renovável. A Tabela 4 mostra os custos nivelados estimados para produção de energia solar e eólica. Embora tenhamos modelado os custos tanto da energia eólica como solar, inserimos o menor custo (eólica) no modelo de custos do hidrogênio verde.

Tabela 4. Custos estimados de produção de energia eólica e solar

Ano	Custo da energia solar por MWh (US\$/R\$)	Custo da energia eólica por MWh (US\$/R\$)
2020	53/284	33/177
2030	34/182	26/139
2050	26/139	20/107

Também levantamos as taxas de transmissão e distribuição de eletricidade (R\$ 128 por MWh) e os preços da água (R\$ 4,25 por metro cúbico) para usuários industriais em 2021 no Brasil (ANEEL, 2022; Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento, 2022). Assumimos que esses custos permanecerão constantes nos próximos anos devido a informações limitadas de projeção de custos. Zhou e Searle (2022) apresentam as demais premissas e dados utilizados no modelo, como custos de capital de eletricidade renovável e eletrólise.

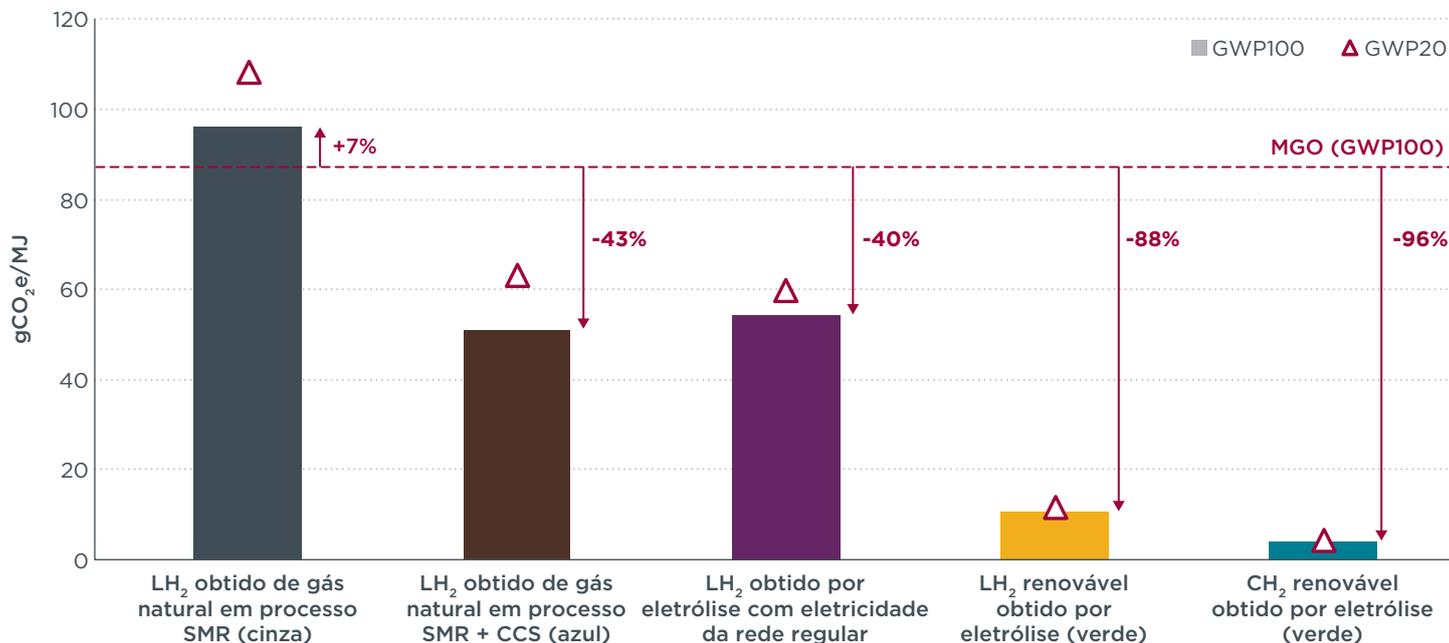


Figura 3. Emissões de GEE de ciclo de vida das vias de produção de hidrogênio

Resultados

Comparação das emissões de GEE do ciclo de vida do hidrogênio renovável obtido por eletrólise

Esta seção apresenta os resultados das emissões de GEE de ciclo de vida—extração, produção, transporte e combustão—de cinco rotas de produção de hidrogênio no Brasil: a partir de gás natural em processo SMR; a partir de gás natural em processo SMR + CCS; hidrogênio liquefeito obtido por eletrólise com eletricidade da rede elétrica convencional; hidrogênio comprimido renovável obtido por eletrólise; e hidrogênio liquefeito renovável obtido por eletrólise. Os resultados para os horizontes de tempo GWP100 e GWP20 demonstram os impactos climáticos do hidrogênio de longo e curto prazo.

A Figura 3 apresenta os resultados. As barras representam as emissões WTW de GEE a partir do GWP100, enquanto os triângulos representam os resultados a partir do GWP20. O hidrogênio produzido a partir de gás natural em processo SMR tem as emissões WTW de CO₂e mais elevadas (96 g CO₂e/MJ para GWP100), 7% superiores às emissões WTW de GEE geradas pelo MGO (90 g CO₂e/MJ). O hidrogênio obtido de gás natural em processo SMR gera emissões significativas de GEE, variando de 11-14 kg de CO₂e por kg de hidrogênio, dependendo da matéria-prima utilizada (Moberg & Bartlett, 2022). Em um horizonte de 20 anos, suas emissões de GEE podem chegar a 108 g CO₂e/MJ. A adição de CCS ao processo de produção (processo SMR + CCS) reduz as emissões WTW de GEE em 43% (51 g CO₂e/MJ), base GWP100, em comparação ao MGO.

As emissões de GEE do hidrogênio obtido por eletrólise variam conforme a fonte de eletricidade. Quando aplicamos a eletricidade da rede elétrica convencional do Brasil (com seus 87% de energia não fóssil), as emissões WTW de GEE foram maiores do que as do hidrogênio obtido do gás natural em processo SMR + CCS em um horizonte de 100 anos (54 g CO₂e/MJ vs. 51 g CO₂e/MJ, GWP100). Em um horizonte de 20 anos, as emissões foram ligeiramente menores para o hidrogênio obtido por eletrólise com eletricidade da rede convencional (60 g CO₂e/MJ vs. 63 g CO₂e/MJ, GWP20), devido ao impacto climático de curto prazo das emissões de metano na extração do gás natural.

Entre todas as rotas de produção, as emissões mais baixas de GEE estimadas foram as do hidrogênio renovável produzido por eletrólise. Nossos resultados mostram que a produção de hidrogênio comprimido renovável por eletrólise tem emissões WTW de GEE próximas de zero (4 g CO₂e/MJ, GWP100 e GWP20), o que reduz as emissões em 96% em comparação com o MGO. A produção de hidrogênio líquido renovável por eletrólise pode aumentar ligeiramente as emissões em comparação com o hidrogênio comprimido, pois a liquefação demanda energia adicional (11 g CO₂e/MJ e 12 g CO₂e/MJ para GWP100 e GWP20, respectivamente). No entanto, o hidrogênio líquido renovável obtido pela eletrólise ainda produz emissões WTW de GEE 88% inferiores ao MGO, 89% inferiores em relação ao hidrogênio obtido a partir de gás natural em processo SMR, 79% inferiores ao hidrogênio produzido a partir de gás natural em processo SMR + CCS e 80% inferiores ao hidrogênio obtido por eletrólise com eletricidade da rede elétrica convencional. Isso destaca a importância de utilizar eletricidade renovável adicional para a produção de hidrogênio.

Custos de produção de hidrogênio renovável

A Tabela 5 mostra os custos nivelados estimados para a produção de hidrogênio renovável por eletrólise no Brasil, excluindo custos adicionais de compressão ou liquefação. Estimamos que os custos devem diminuir de US\$ 3,4 (R\$ 18) por kg de hidrogênio em 2020 para US\$ 1,3 (R\$ 7) por kg de hidrogênio em 2050 com base no cenário de custo intermediário.² A redução dos custos de produção resulta da diminuição combinada dos custos de produção da eletricidade renovável e do eletrolisador, à medida que a tecnologia e o mercado se desenvolvem.

Tabela 5. Custos de produção excluindo compressão ou liquefação

Ano	US\$/kg H ₂ (2020)	R\$/kg H ₂ (2020)
2020	3,4	18
2030	2,6	14
2050	1,3	7

Os custos adicionais para compressão do hidrogênio a 350 bar estimados são de US\$ 0,5 (R\$ 2,7) por kg. Com base em estudos anteriores, a liquefação adiciona cerca de US\$ 1,5 (R\$ 8) por kg (NCE Maritime CleanTech, 2016; IRENA, 2022a). A Tabela 6 mostra os custos totais com compressão ou liquefação.

Tabela 6. Custos de produção incluindo compressão e liquefação

Ano	US\$/R\$/kg CH ₂ (2020)	US\$/R\$/kg LH ₂ (2020)
2020	3,9/21	4,9/26
2030	3,1/17	4,1/22
2050	1,8/10	2,8/15

² Este estudo assumiu uma taxa de câmbio de US\$ 1 para R\$ 5,36.

Discussão

Os resultados da avaliação de ciclo de vida mostraram que o uso de hidrogênio renovável no transporte marítimo reduz as emissões WTW de GEE em até 96% em comparação com o MGO. O uso de eletricidade renovável em alternativa ao gás natural para produzir LH₂ diminui as emissões de GEE em quase nove vezes (de 96 para 11 g CO₂e/MJ). Considerando o hidrogênio produzido a partir do gás natural com CCS, o LH₂ renovável de eletrólise apresenta emissões quase cinco vezes menores (de 51 para 11 g CO₂e/MJ). Mesmo com a matriz elétrica relativamente limpa, o uso de eletricidade da rede brasileira para produzir hidrogênio resulta em um aumento de cinco vezes nas emissões WTW de GEE em comparação com o hidrogênio renovável (de 11 para 54 g CO₂e/MJ). Isso ocorre devido às perdas na conversão de energia durante a eletrólise. Embora as estimativas de emissões para o hidrogênio baseado em CCS sejam inferiores às do hidrogênio obtido pela eletrólise utilizando eletricidade da rede (51 vs. 54 g CO₂e/MJ), espera-se que o aumento previsto das fontes renováveis na produção de eletricidade no Brasil (Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética, 2022) diminua essa lacuna, tornando o hidrogênio obtido pela eletrólise com eletricidade da rede uma alternativa mais limpa.

Os resultados indicam que o Brasil poderia produzir hidrogênio renovável a custos relativamente baixos. A Figura 4 mostra uma comparação de custos entre Brasil, Estados Unidos e União Europeia (Zhou & Searle, 2022; Zhou, Searle et al., 2022). As barras representam custos intermediários de produção de hidrogênio verde, e as barras de erro indicam possíveis faixas de custo no Brasil. Os círculos laranja e verde mostram custos intermediários de produção de hidrogênio renovável por eletrólise nos Estados Unidos e na União Europeia, respectivamente. Entre essas três regiões, estimamos o menor custo de produção de hidrogênio no Brasil. Isso se justifica pela maior abundância de recursos renováveis no país (*i.e.*, maior fator de capacidade), levando a custos nivelados mais baixos de produção de eletricidade renovável. Mesmo considerando o limite superior da faixa de custo (topo das barras de erro), decorrente dos custos mais altos da eletricidade renovável e do eletrolisador, os custos do hidrogênio renovável do Brasil ainda são muito mais baixos do que na União Europeia e apenas um pouco mais altos do que nos Estados Unidos.

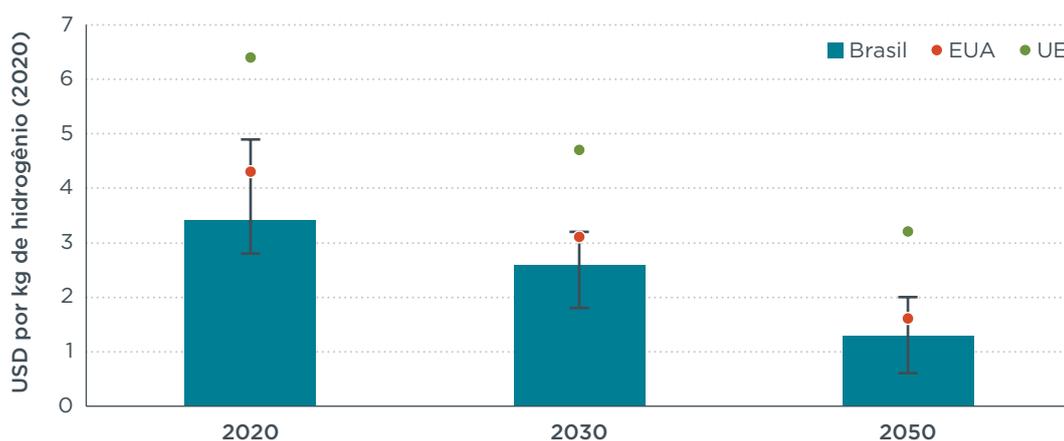


Figura 4. Custos de produção em três regiões principais

O custo do hidrogênio produzido a partir de gás natural no Brasil varia de US\$ 1 a US\$ 1,5 por kg (Empresa de Pesquisa Energética, 2022), quase três vezes inferior às nossas estimativas de custo para o hidrogênio renovável em 2020 e 2030 e comparável à estimativa para 2050. Os custos do hidrogênio produzido a partir do gás natural pelo processo SMR + CCS são de US\$ 0,6 a US\$ 1,1 por kg superiores em relação ao hidrogênio convencional produzido a partir do gás natural (Baldino et al., 2020; S. Mao

et al., 2021). Estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (2021, 2022) apresentam custos do hidrogênio baseados em CCS de cerca de US\$ 2 por kg em 2020. Embora seja inferior à estimativa de custo do hidrogênio renovável em 2020, sua margem competitiva reduz até 2050.

Combinando nossas estimativas de custo e de emissões de GEE, calculamos os custos de abatimento para o hidrogênio em relação ao MGO. Considerando o preço do MGO de US\$ 1 por kg (média de 2022) e as emissões de ciclo de vida de GEE de 90 g CO₂e/MJ, os custos de abatimento do LH₂ obtido a partir do gás natural pelo processo SMR + CCS e renovável obtido pela eletrólise são de US\$ 152 e US\$ 221 por tonelada de CO₂e, respectivamente, e US\$ 108 por tonelada de CO₂e para o CH₂ renovável (com base em estimativas de custo para 2020). No entanto, espera-se que o LH₂ renovável produzido por eletrólise se torne mais competitivo do que o LH₂ obtido a partir do gás natural pelo processo SMR + CCS no longo prazo. Os custos de abatimento para o hidrogênio produzido a partir do gás natural (cinza) e o hidrogênio produzido com eletricidade da rede não foram estimados. O hidrogênio cinza tem emissões de GEE de ciclo de vida superiores às do MGO (96 g CO₂e/MJ vs. 90 g CO₂e/MJ). Utilizar a eletricidade da rede para produzir hidrogênio por eletrólise é mais custoso do que utilizar eletricidade renovável no Brasil, além de registrar emissões mais elevadas. O hidrogênio produzido com eletricidade da rede é, portanto, menos atraente do ponto de vista dos custos de abatimento.

Constatamos que reduções significativas de GEE só serão alcançadas se a produção de hidrogênio for proveniente de usinas de energia renovável adicionais. Mesmo com uma maior participação de renováveis na rede elétrica do Brasil, se o fornecimento de eletricidade renovável não puder sustentar a demanda em múltiplos setores, a eletricidade será desviada dos usos existentes para alimentar a produção do hidrogênio verde. Cada unidade de eletricidade deslocada exigiria a substituição por outras fontes de eletricidade, que poderiam incluir fontes baseadas em combustíveis fósseis. Isso poderia tornar o hidrogênio renovável produzido por eletrólise sem requisitos de adicionalidade mais semelhante, em suas emissões WTW *de facto*, ao hidrogênio obtido de eletrólise com eletricidade da rede elétrica convencional. Portanto, a rastreabilidade do hidrogênio garantiria seus benefícios de redução de GEE e a certificação é essencial para assegurar que o hidrogênio renovável seja produzido com eletricidade renovável adicional, sem causar efeitos não desejados de substituição (Malins, 2019). Devido às significativas perdas de energia na produção de hidrogênio, deslocar a eletricidade renovável para sua produção pode ter um efeito desproporcional, pois as perdas de conversão dos eletrolisadores fazem com que a produção de hidrogênio consuma aproximadamente 50% mais eletricidade do que o conteúdo energético do combustível finalizado.

Além disso, para atender aos mesmos requisitos de energia, um navio deve consumir um volume superior LH₂ em relação ao MGO, dada a menor densidade de energia em base volumétrica do hidrogênio. Por exemplo, para produzir 1 kWh de energia, o volume necessário de LH₂ é 7,2 vezes maior que o de MGO.³ Se o MGO for substituído por hidrogênio produzido com eletricidade da rede, as emissões de GEE para cada kWh de energia gerada seriam ainda maiores do que com o uso de MGO – 3.322 g CO₂e para o hidrogênio com eletricidade da rede vs. 3.150 g CO₂e para o MGO (ver Figura 3). Consequentemente, a substituição do MGO por hidrogênio fóssil ou produzido com eletricidade da rede poderia causar aumento nas emissões WTW.

Os modos de armazenamento também influenciam as emissões do hidrogênio renovável. O hidrogênio verde comprimido registrou as menores emissões WTW de

³ Estimamos a demanda de combustível para LH₂ e MGO usando a Equação 1 de X. Mao et al. (2020). Consideramos a densidade de energia do hidrogênio e do MGO como 1.332 e 10.413 kWh/m³, respectivamente, e as eficiências de 54% e 50% para células de combustível e MCIs (Comer, 2019).

CO₂e entre todas as rotas de produção modeladas (4 g CO₂e/MJ)—quase três vezes mais baixas que sua forma liquefeita (11 g CO₂e/MJ). Assumimos a eletricidade da rede como fonte de energia para a compressão e a liquefação. Assim, o CH₂ registrou emissões inferiores, porque a demanda de eletricidade é menor do que para liquefazer o hidrogênio. A compressão é atualmente o principal método de armazenamento de hidrogênio, mas, para aplicações marítimas, sua menor densidade de energia em comparação com o LH₂ exigiria mais espaço de armazenamento nos navios.

Além disso, considerar diferentes fatores GWP mostra a contribuição do GEE de curta duração no potencial de mitigação do hidrogênio. As rotas de produção de hidrogênio que utilizam gás natural como matéria-prima (em processo SMR e em processo SMR + CCS) registraram um aumento de até 13% e 24% nas emissões WTW de GEE, respectivamente, em uma base GWP20 em comparação com GWP100. Isso se explica pelas emissões de metano na etapa de extração do gás natural; o metano é um forte GEE, com um GWP aproximadamente 30 vezes maior que o CO₂ em 100 anos (GWP100) e mais de 80 vezes maior em 20 anos (GWP20).

Apesar da economia de GEE do hidrogênio renovável, alguns estudos sugerem que o vazamento de hidrogênio pode impactar o clima. Assim, a liberação ou o vazamento de hidrogênio na atmosfera poderiam anular parcialmente seus benefícios climáticos. Ainda que não seja tóxico nem corrosivo, o hidrogênio é um GEE indireto de curta duração que afeta a composição atmosférica, contribuindo assim para o aquecimento global (Ustolin et al., 2022; Warwick et al., 2022).

A despeito das vantagens de custo e dos benefícios climáticos, existem desafios técnicos, de mercado e regulatórios para a produção de hidrogênio renovável por eletrólise e sua aplicação como combustível marítimo. Os desafios técnicos estão principalmente associados ao armazenamento, ao estabelecimento de infraestrutura de abastecimento marítimo e à segurança. Embora possa ser utilizado em motores de combustão adaptados, o hidrogênio é mais eficientemente utilizado em células de combustível; isso exigiria remodelar os sistemas de propulsão dos navios e a infraestrutura de abastecimento. Encontrar maneiras eficientes de armazenar e transportar hidrogênio também é um desafio, porque ele precisa ser comprimido ou liquefeito, o que demanda quantidades significativas de energia, aumenta os custos e requer infraestrutura adequada. Além disso, sua baixíssima densidade de energia em base volumétrica significa que o armazenamento de hidrogênio comprimido ou liquefeito nos navios requer pelo menos 4 a 7 vezes mais espaço do que os combustíveis marítimos à base de petróleo, respectivamente. As preocupações com a segurança do hidrogênio exigem o desenvolvimento de diretrizes e padrões atualizados, especialmente para produção, armazenamento e transporte em larga escala, necessários para aplicações marítimas.

As incertezas quanto ao preço e à demanda no longo prazo dificultam o investimento em projetos de grande escala que reduziriam os custos do hidrogênio e provariam sua aplicabilidade no setor. Além disso, a certificação, especialmente em relação à adicionalidade da eletricidade renovável, é necessária para evitar efeitos indiretos da produção do hidrogênio, garantindo sua rastreabilidade e os benefícios para a redução de GEE. Desafios adicionais estão associados à infraestrutura necessária para prover fornecimento adicional de eletricidade renovável, seus impactos climáticos e direitos de passagem.

Conclusões

Para entender o papel do Brasil no fornecimento de hidrogênio renovável para aplicações marítimas, este estudo realizou análises econômicas e de ciclo de vida para determinar os custos de produção de hidrogênio por eletrólise renovável e seu potencial de mitigação das emissões de GEE no país. O hidrogênio renovável

é um combustível alternativo promissor para descarbonizar o transporte marítimo internacional, especialmente pelas suas emissões diretas de GEE nulas e pelo seu potencial de redução de emissões de GEE no ciclo de vida.

O Brasil tem potencial para se tornar um líder mundial na produção de hidrogênio renovável devido aos expressivos recursos de energia renovável e potencial de produzir eletricidade renovável adicional (o que permitiria obter hidrogênio a custos mais baixos em comparação com outras regiões). Estima-se que os custos do hidrogênio renovável produzido por eletrólise no Brasil reduzam em até 60% de 2020 a 2050, chegando a US\$ 1,3/kg H₂ (R\$ 7/kg H₂). No entanto, para garantir que o uso de hidrogênio em navios forneça benefícios de redução de GEE, ele deve ser avaliado em todo o ciclo de vida. Nossa análise mostrou os benefícios de mitigação pelo uso de hidrogênio renovável obtido por eletrólise no transporte marítimo, reduzindo as emissões de GEE em até 96% em comparação com o MGO. Entre todas as rotas de produção de hidrogênio avaliadas, o hidrogênio renovável produzido por eletrólise oferece os maiores benefícios climáticos em comparação com os combustíveis marítimos existentes. Apesar da emissão zero a bordo, o hidrogênio à base de gás natural levou a emissões de GEE de ciclo de vida superiores às dos combustíveis marítimos atuais. Além disso, o uso da eletricidade da rede diminui os benefícios do hidrogênio em termos de emissões de GEE, mesmo com a rede elétrica de baixa emissão do Brasil, o que aponta para a necessidade de rastrear e certificar o hidrogênio de forma a garantir que a eletricidade utilizada na sua produção seja renovável e adicional.

Apesar das perspectivas promissoras e do potencial de competitividade do hidrogênio, o desenvolvimento de políticas energéticas específicas para o hidrogênio no Brasil ainda é incerto. O aumento esperado na participação de renováveis na matriz elétrica brasileira posiciona estrategicamente o país no mercado de hidrogênio renovável (inclusive no setor de transporte marítimo). Assim, são necessárias estratégias para enfrentar os desafios específicos do hidrogênio verde no Brasil. Por exemplo, políticas de incentivo robustas com *roadmaps* bem fundamentados podem gerar a expansão inicial necessária para que o hidrogênio se beneficie dos ganhos de escala que o tornariam mais atrativo economicamente e definiriam seus usos prioritários. Tais políticas aplicadas para promover o hidrogênio renovável no Brasil e seu uso no transporte marítimo encorajariam a pesquisa e o desenvolvimento, trariam incentivos financeiros e ajudariam a atingir as metas de descarbonização da IMO.

Trabalhos futuros

Trabalhos futuros podem esclarecer o potencial do Brasil para produzir hidrogênio verde para uso no transporte marítimo. Essas análises podem incluir:

- » Mapear o potencial brasileiro de produção de hidrogênio verde para identificar locais de produção promissores considerando o uso marítimo;
- » Comparar o desempenho das emissões WTW de GEE do hidrogênio verde do Brasil com o gás natural liquefeito (GNL) fóssil e renovável, metanol e amônia, considerando diferentes cenários para a utilização de combustíveis marítimos alternativos no país, semelhantemente a estudos anteriores (Comer, O'Malley et al., 2022); e
- » Investigar o potencial das células a combustível de hidrogênio para substituir os combustíveis fósseis em rotas comerciais marítimas brasileiras específicas.

Referências

- Air Liquide. (2022). *How is hydrogen stored?* Air Liquide Energies. <https://energies.airliquide.com/resources-planet-hydrogen/how-hydrogen-stored>
- ANEEL. (2022, October 31). *Tarifas de aplicação das distribuidoras de energia elétrica* [Application tariffs of electricity distributors]. <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/tarifas-distribuidoras-energia-eletrica>
- Argonne National Laboratory. (2020). *GREET® model: The greenhouse gases, regulated emissions, and energy use in technologies model*. Energy Systems and Infrastructure Analysis. <https://greet.es.anl.gov/index.php>
- Atilhan, S., Park, S., El-Halwagi, M. M., Atilhan, M., Moore, M., & Nielsen, R. B. (2021). Green hydrogen as an alternative fuel for the shipping industry. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 31(100668). <https://doi.org/10.1016/j.coche.2020.100668>
- Baetcke, L., & Kaltschmitt, M. (2018). Hydrogen storage for mobile application: Technologies and their assessment. In C. Azzaro-Pantel (Ed.), *Hydrogen supply chains: Design, deployment and operation* (pp. 167-206). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-811197-0.00005-1>
- Balcombe, P., Brierley, J., Lewis, C., Skatvedt, L., Speirs, J., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies. *Energy Conversion and Management*, 182(15 February 2019), 72-88. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.080>
- Baldino, C., O'Malley, J., Searle, S., Zhou, Y., & Christensen, A. (2020). *Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in the United Kingdom in 2050*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/hydrogen-for-heatingdecarbonization-options-for-households-in-the-united-kingdom-in-2050/>
- Bnamericas. (2021, December 6). *How Brazilian ports are advancing with green hydrogen projects*. Bnamericas. <https://www.bnamericas.com/en/features/how-brazilian-ports-areadvancing-with-green-hydrogen-projects>
- Bourne, S. (2012). The future of fuel: The future of hydrogen. *Fuel Cells Bulletin*, 2012(1), 12-15. [https://doi.org/10.1016/s1464-2859\(12\)70027-5](https://doi.org/10.1016/s1464-2859(12)70027-5)
- Chiappini, G. (2021, July 16). *Portos com eólicas offshore são modelos preferidos para hidrogênio verde no Brasil* [Offshore wind farms are preferred models for green hydrogen in Brazil]. agência epbr. <https://epbr.com.br/portos-e-eolicas-offshore-sao-modelos-preferidospreferidos-para-hidrogenio-verde-no-brasil/>
- Christensen, A. (2020). *Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/assessment-of-hydrogen-production-costs-from-electrolysis-united-states-and-europe/>
- Clarksons Research. (2022). *World fleet register*. <https://www.clarksons.net/wfr/>
- Comer, B. (2019). *Transitioning away from heavy fuel oil in Arctic shipping*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/transitioning-away-from-heavy-fueloil-in-arctic-shipping/>
- Comer, B., O'Malley, J., Osipova, L., & Pavlenko, N. (2022). *Comparing the future demand for, supply of, and life-cycle emissions from bio, synthetic, and fossil LNG marine fuels in the European Union*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/lng-marine-fuel-sep22/>
- Comer, B., Stolz, D., & Georgeff, E. (2022). *Decarbonizing bulk carriers with hydrogen fuel cells and wind-assisted propulsion: A modeled case study analysis*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/hydrogen-and-propulsion-ships-jan22/>
- Depken, J., Dyck, A., Roß, L., & Ehlers, S. (2022). Safety considerations of hydrogen application in shipping in comparison to LNG. *Energies*, 15(9), 3250. <https://doi.org/10.3390/en15093250>
- DNV. (2021, July 15). *Five lessons to learn on hydrogen as ship fuel*. Maritime Impact. <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Five-lessons-to-learn-on-hydrogen-as-ship-fuel.html>
- DNV GL. (2019). *Comparison of alternative marine fuels*. SEA\LNG Ltd. https://sea-lng.org/wpcontent/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study_final_report_25.09.19.pdf
- Empresa de Pesquisa Energética. (2021). *Balço energético nacional 2021: Ano base 2020* [National energy balance 2021: Base year 2020]. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>
- Empresa de Pesquisa Energética. (2022). *Hidrogênio azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS* [Blue hydrogen: Production from natural gas reforming with CCUS]. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf>
- Englert, D., Losos, A., Raucci, C., & Smith, T. (2021, April 15). *The potential of zero-carbon bunker fuels in developing countries*. World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35435>
- Faber, J., Hanayama, S., Zhang, S., Pereda, P., Comer, B., Hauerhof, E., Schim van der Loeff, W., Smith, T., Zhang, Y., Kosaka, H., Adachi, M., Bonello, J., Galbraith, C., Gong, Z., Hirata, K., Hummels, D., Kleijn, A., Lee, D., Liu, Y., ... Xing, H. (2020). *Fourth IMO GHG study*. International Maritime Organization.

- Fahnestock, J., & Bingham, C. (2021). *Mapping of zero emission pilots and demonstration projects*. Getting to Zero Coalition. <https://www.globalmaritimeforum.org/content/2021/03/Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects-Second-edition.pdf>
- Florentinus, A., Hamelinck, C., van den Bos, A., Winkel, R., & Cuijpers, M. (2012). *Potential of biofuels for shipping*. ECOFYS. <https://www.emsa.europa.eu/tags/download/1626/4506/23.html>
- Georgeff, E., Mao, X., Rutherford, D., & Osipova, L. (2020). *Liquid hydrogen refueling infrastructure to support a zero-emission U.S.-China container shipping corridor*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/liquid-hydrogen-refueling-infrastructure-to-support-a-zero-emission-u-s-china-container-shipping-corridor/>
- Gurlit, W., Guillaumon, J., Aude, M., & Coetto, H. (2021, November 25). *Green hydrogen: An opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world*. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-deriqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>
- Hyde, K., & Ellis, A. (2019). *Feasibility of hydrogen bunkering*. Interreg. <https://northsearegion.eu/media/9385/feasibility-of-hydrogen-bunkering-final-080419.pdf>
- Inal, O. B., & Deniz, C. (2020). Assessment of fuel cell types for ships: Based on multi-criteria decision analysis. *Journal of Cleaner Production*, 265(121734). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121734>
- International Energy Agency. (2021a). *Global hydrogen review 2021*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e57fd1ee-aac7-494d-a351-f2a4024909b4/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- International Energy Agency. (2021b). *International shipping – Fuels & technologies*. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/international-shipping>
- IRENA. (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf?rev=99c1fc338b5149eb846c0d84d633bccd
- IRENA. (2022a). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf
- IRENA. (2022b, January 15). *Hydrogen economy hints at new global power dynamics*. <https://www.irena.org/News/pressreleases/2022/Jan/Hydrogen-Economy-Hints-at-New-GlobalPower-Dynamics>
- Lakshmi, A. (2018, April 13). UN body adopts climate change strategy for shipping. *MarineLink*. <https://www.marinelink.com/news/strategy-shipping-climate436339>
- Malins, C. (2019). *What does it mean to be a renewable electron? Regulatory options to define the renewability of electricity used to produce renewable fuels of non-biological origin*. Cerology. International Council on Clean Transportation. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Cerology_Renewable-electrons_Dec2019.pdf
- Mao, S., Basma, H., Ragon, P-L., Zhou, Y., & Rodriguez, F. (2021). *Total cost of ownership for heavy trucks in China: Battery electric, fuel cell, and diesel trucks*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/total-cost-of-ownership-for-heavy-trucks-in-china-battery-electric-fuel-cell-and-diesel-trucks/>
- Mao, X., Rutherford, D., Osipova, L., & Comer, B. (2020). *Refueling assessment of a zero-emission container corridor between China and the United States: Could hydrogen replace fossil fuels?* International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/refuelingassessment-of-a-zero-emission-container-corridor-between-china-and-the-united-states-could-hydrogen-replace-fossil-fuels/>
- Ministério de Minas e Energia. (2021). *Boletim Mensal de Energia* [Monthly Energy Bulletin]. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/1BoletimMensaldeEnergiaAgosto2021Portugus.pdf>
- Ministério de Minas e Energia, & Empresa de Pesquisa Energética. (2022). *Plano decenal de expansão de energia 2031* [Ten-year energy expansion plan 2031]. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>
- Moberg, J., & Bartlett, S. (2022, January 28). *The mirage of blue hydrogen is fading*. Green Hydrogen Organisation. <https://gh2.org/blog/mirage-blue-hydrogen-fading>
- NCE Maritime CleanTech. (2016). *Norwegian future value chains for liquid hydrogen*. <https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2016/11/Report-liquid-hydrogen.pdf>
- Nerheim, A. R., Æsøy, V., & Holmeset, F. T. (2021). Hydrogen as a maritime fuel—Can experiences with LNG be transferred to hydrogen systems? *Journal of Marine Science and Engineering*, 9(7), 743. <https://doi.org/10.3390/jmse9070743>
- Onorati, A., Payri, R., Vaglieco, B. M., Agarwal, A. K., Bae, C., Bruneaux, G., Canakci, M., Gavaises, M., Günthner, M., Hasse, C., Kokjohn, S., Kong, S-C., Moriyoshi, Y., Novella, R., Pesyridis, A., Reitz, R., Ryan, T., Wagner, R., & Zhao, H. (2022). The role of hydrogen for future internal combustion engines. *International Journal of Engine Research*, 23(4). <https://journals.sagepub.com/doi/epub/10.1177/14680874221081947>

- Operador Nacional do Sistema Elétrico. (2022). *Geração e fator de capacidade médios mensais* [Monthly average generation and capacity factor]. <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-fator-capacidade-medios-mensais.aspx>
- Perecin, D., Teixeira Coelho, S., Meneghini, J., Tassinari, C., Santos, E., Nishimoto, K., Lima, A., Santos, M., Vieira, D., Oliveira, S., Oliveria, T., & Brito, T. (2022). *Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS* [Blue hydrogen: Production from natural gas reforming with CCUS]. EPE. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf>
- Santos, V., & Ohara, A. (2021). *Desafios e oportunidades para o Brasil com o hidrogênio verde* [Challenges and opportunities for Brazil with green hydrogen]. Heinrich Böll Stiftung. https://emaisenergia.org/wp-content/uploads/2021/05/Desafios_Oportunidades_Brasil_Hidrogenio_Verde.pdf
- Schlanger, Z. (2018, April 18). *If shipping were a country, it would be the world's sixth-biggest greenhouse gas emitter*. World Economic Forum. <https://www.weforum.org/agenda/2018/04/if-shipping-were-a-country-it-would-be-the-world-s-sixth-biggest-greenhouse-gas-emitter/>
- Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento. (2022). *Diagnóstico temático serviços de água e esgoto: Gestão administrativa financeira ano de referência 2020* [Thematic diagnostic of water and sewage services: Financial administrative management reference year 2020]. Ministério do Desenvolvimento Regional. https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/saneamento/snis/produtos-do-snis/diagnosticos/DIAGNOSTICO_TEMATICO_GESTAO_ADMINISTRATIVA_FINANCEIRA_AE_SNIS_20221.pdf
- Tronstad, T., Åstrand, H., Haugom, G. P., & Langfeldt, L. (2017). *Study on the use of fuel cells in shipping*. DNV GL. <https://www.emsa.europa.eu/newsroom/latest-news/download/4545/2921/23.html>
- Uchôa, V. (2021, November 18). Brazil sets its sights on the global green hydrogen market. *Dialogo Chino*. <https://dialogochino.net/en/climate-energy/brazil-sets-sights-green-hydrogenmarket/>
- U.S. Department of Energy. (n.d.). *Hydrogen storage*. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- U.S. Department of Energy. (2019). *Alternative fuels data center: Hydrogen basics*. Vehicle Technologies Office. https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_basics.html
- Ustolin, F., Campari, A., & Tacconi, R. (2022). An extensive review of liquid hydrogen in transportation with focus on the maritime sector. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10(9), 1222. <https://doi.org/10.3390/jmse10091222>
- Van Hoecke, L., Laffineur, L., Campe, R., Perreault, P., W. Verbruggen, S., & Lenaerts, S. (2021). Challenges in the use of hydrogen for maritime applications. *Energy & Environmental Science*, 14(2), 815–843. <https://doi.org/10.1039/D0EE01545H>
- Warwick, N., Griffiths, P., Keeble, J., Archibald, A., & Pyle, J. (2022). *Atmospheric implications of increased Hydrogen use*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increasedhydrogen-use.pdf
- Zhou, Y., Pavlenko, N., Rutherford, D., Osipova, L., & Comer, B. (2020). *The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/the-potential-of-liquid-biofuels-in-reducing-ship-emissions/>
- Zhou, Y., & Searle, S. (2022). *Cost of renewable hydrogen produced onsite at hydrogen refueling stations in Europe*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/fuels-eu-onsite-hydro-cost-feb22/>
- Zhou, Y., Searle, S., & Pavlenko, N. (2022). *Current and future cost of e-kerosene in the United States and Europe*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/fuels-us-eu-cost-ekerosene-mar22/>
- Zhou, Y., Swidler, D., Searle, S., & Baldino, C. (2021). *Life-cycle greenhouse gas emissions of biomethane and hydrogen pathways in the European Union*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/life-cycle-greenhouse-gas-emissions-ofbiomethane-and-hydrogen-pathways-in-the-european-union/>