



Nota Técnica
Combustíveis limpos
e de transição
Análise Comparativa

São Paulo-SP | Março de 2026



ABIHV
Associação Brasileira da Indústria
do Hidrogênio Verde

Sumário

Sumário Executivo	3
Principais conclusões	3
Introdução	5
Contexto global de transição energética e descarbonização	5
Por que comparar custos energéticos (fósseis vs. alternativos)	5
Importância estratégica para o Brasil e o setor de hidrogênio verde / amônia verde	6
Panorama Atual (2025)	7
Comparação Qualitativa dos Combustíveis: Aspectos Operacionais e Tecnológicos	7
Rotas Tecnológicas	9
Maturidade Tecnológica	10
Custos de Produção	11
Notas metodológicas	14
Projeções para 2030	15
Custos de Produção (Rotas Emergentes vs. Referência Fóssil)	15
O impacto do mercado de carbono na competitividade relativa	18
Fatores adicionais e condicionantes macroeconômicos	18
Síntese e implicações	19
Considerações Finais	21
Referências	23

Sumário Executivo

Esta Nota Técnica, elaborada pela ABIHV, analisa a competitividade econômica de combustíveis sustentáveis em comparação aos fósseis, com foco nos horizontes de 2025 e 2030. O estudo mostra que a transição energética global não é apenas uma agenda ambiental, mas também uma oportunidade de reindustrialização estratégica para o Brasil, com potencial de atração de investimentos, criação de empregos qualificados e fortalecimento da indústria nacional.

Principais conclusões

■ **Competitividade em aceleração (2025–2030).**

Embora os combustíveis fósseis ainda mantenham vantagem de custo direto no curto prazo, as projeções indicam uma redução expressiva nos custos do hidrogênio verde até 2030. Estima-se que o custo de produção do hidrogênio verde convirja para a faixa de US\$ 1,5 a 2,2/kg, impulsionado pela queda de mais de 50% no CAPEX de eletrolisadores e pela oferta de eletricidade renovável de baixo custo em regiões como o Nordeste brasileiro.

■ **Efeito da precificação de carbono.**

A introdução de mecanismos de mercado de carbono altera estruturalmente a competitividade relativa entre moléculas fósseis e alternativas limpas. Com uma precificação em torno de US\$ 100/tCO₂, o hidrogênio verde tende a alcançar paridade econômica com o hidrogênio cinza em diversos cenários, reduzindo de forma significativa, e em alguns casos praticamente eliminando, o “prêmio verde”. Isso abre espaço para adoção em larga escala de hidrogênio, amônia e metanol verdes em setores industriais e de transporte.

■ **Logística e mercado global.**

A análise indica que, no contexto atual de custos e tecnologias, as rotas mais promissoras para o comércio internacional de hidrogênio de baixo carbono são aquelas baseadas em derivados mais densos e consolidados logisticamente, em especial a amônia verde. Como vetor de transporte transoceânico, a amônia se beneficia de infraestrutura já conhecida, maior densidade energética volumétrica e custos de cadeia mais competitivos, o que a posiciona como principal candidata para fluxos marítimos de longo curso. O hidrogênio puro, por sua vez, tende a desempenhar um papel prioritário em mercados regionais, consumido próximo aos polos de produção e distribuído via gasodutos ou redes dedicadas, onde a utilização na forma gasosa é mais eficiente do que sua liquefação e transporte em navios.

■ **Janela de oportunidade para o Brasil.**

O Brasil reúne condições singulares, matriz elétrica majoritariamente renovável, abundância de recursos naturais e infraestrutura portuária estratégica, para

liderar segmentos relevantes da economia de hidrogênio verde/amônia verde. A implementação do CBAM* na União Europeia, com fase de cobrança a partir de 2026, tende a acelerar a demanda por produtos de baixa emissão, criando uma janela de oportunidade para que exportadores brasileiros se posicionem como fornecedores preferenciais em cadeias globais descarbonizadas.

■ **Recomendações da ABIHV.**

Para transformar vantagens comparativas em competitividade efetiva, a ABIHV recomenda:

- Reduzir o custo de capital dos projetos por meio de políticas de mitigação de risco regulatório e cambial;
- Avançar na implementação de um mercado regulado de carbono que precifique emissões e premie a baixa intensidade de carbono;
- Fomentar *hubs* industriais integrados de hidrogênio e derivados, conectando geração renovável, produção de moléculas e demanda final em escala.
- Esta Nota Técnica oferece insumos objetivos para formuladores de política, agentes públicos, investidores e empresas que buscam orientar suas decisões à luz da transição energética e das novas exigências de competitividade internacional.



CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) – Mecanismo de ajuste de carbono na fronteira da União Europeia, que aplica um preço de carbono às importações de bens intensivos em emissões, alinhando-as ao custo de carbono praticado no mercado europeu (EU ETS)

Panorama Atual (2026)

O panorama energético de 2025 evidencia a coexistência de combustíveis fósseis consolidados e alternativas de baixo carbono em expansão. A comparação em base energética (US\$/MJ) permite uma análise mais precisa do custo relativo de cada vetor energético, considerando seu poder calorífico inferior (PCI).

Os mostrados na **Tabela 1** foram obtidos de fontes reconhecidas, incluindo **EIA (Energy Information Administration, EUA)** ^[12], **World Bank (Commodity Markets Outlook 2025)** ^[13], **IEA (Fuels, 2024)** ^[14], **BNEF (Green Hydrogen, Green Methanol Outlook 2024)** ^[15] e **CEPEA/ESALQ (Indicador de Etanol, 2025)** ^[9].

Todos os valores foram convertidos para **US\$/kg** e **US\$/MJ**, tomando como base o PCI médio de cada combustível, conforme referências internacionais.

Os combustíveis fósseis continuam dominando a matriz global, impulsionados por infraestrutura consolidada e custos historicamente baixos. O **gás natural** permanece como opção de transição, com **custo energético de 0,0033 US\$/MJ**, refletindo ampla oferta global e volatilidade limitada. O **carvão térmico**, embora o mais barato em base energética, apresenta a maior intensidade de carbono e tende a sofrer perdas de competitividade à medida que o mercado de carbono se consolida.

Entre os biocombustíveis, o **etanol de cana brasileiro** demonstra estabilidade de preço e boa densidade energética, consolidando-se como opção de baixo carbono competitiva no curto prazo.

Combustíveis verdes, tais como **hidrogênio, amônia** e **metanol verdes** apresentam atualmente custos energéticos mais elevados, mas projetam reduções expressivas até 2030, com o custo do hidrogênio caindo de **3,97 US\$/kg** para **1,85 US\$/kg**, conforme as projeções da IEA e BNEF ^[14, 15]. Essa tendência decorre da queda do CAPEX de eletrólise (de ~1.000 para 400–600 US\$/kW) e da redução do custo da eletricidade renovável, hoje responsável por até 70 % do custo total da molécula.

Em síntese, o panorama de 2025 confirma a transição gradual de uma matriz de baixo custo, porém intensiva em carbono, para um cenário emergente em que **moléculas limpas ganham competitividade**, impulsionadas por avanços tecnológicos, regulação climática e expansão dos mercados de carbono.

Comparação Qualitativa dos Combustíveis: Aspectos Operacionais e Tecnológicos

A comparação entre combustíveis fósseis, biocombustíveis e *e-fuels* deve ir além do custo energético direto, incorporando atributos como disponibilidade de biomassa, emissões líquidas ao longo do ciclo de vida, maturidade tecnológica e requisitos de infraestrutura e logística.

Essa distinção é central para esta Nota Técnica: ela reforça o racional de que moléculas derivadas do hidrogênio verde têm maior potencial para assumir um papel dominante nos mercados internacionais

de médio e longo prazo, sobretudo quando combinadas a mecanismos de precificação de carbono e a políticas de descarbonização setorial (como aviação, navegação e siderurgia).

Neste sentido, para além da comparação quantitativa de custos energéticos, a avaliação da competitividade entre combustíveis deve considerar fatores qualitativos como eficiência, emissões, segurança, infraestrutura, maturidade tecnológica e as externalidades ambientais e sociais associadas (por exemplo, uso da terra, impactos locais e riscos de acidentes). Motores a diesel continuam apresentando alta eficiência (até 50%), o que explica sua predominância em cargas pesadas, enquanto o gás natural pode alcançar desempenho semelhante em algumas aplicações. Combustíveis como etanol, metanol e amônia possuem poder calorífico inferior ao do diesel, resultando em menor eficiência térmica, embora apresentem vantagens ambientais relevantes.

A **Figura 1** mostra, de forma integrada, como evolui a **oferta global de combustíveis sustentáveis** (biocombustíveis, combustíveis sintéticos/*e-fuels*, hidrogênio e derivados) e como essa oferta é absorvida pelos **principais setores de demanda**, em especial aviação, navegação, transporte rodoviário pesado e indústria, no cenário acelerado até 2035. Ela evidencia, ao longo do tempo, quais vetores energéticos ganham maior participação na oferta (por exemplo, biocombustíveis no curto prazo e *e-fuels*/hidrogênio em crescimento mais forte depois de 2030) e quais setores puxam essa expansão, sinalizando onde se concentram as oportunidades de mercado e os desafios para políticas de descarbonização setorial.

Fornecimento sustentável de combustível por tipo de combustível (à esquerda) e demanda por combustíveis sustentáveis por setor (à direita) no cenário acelerado, 2024 - 2035

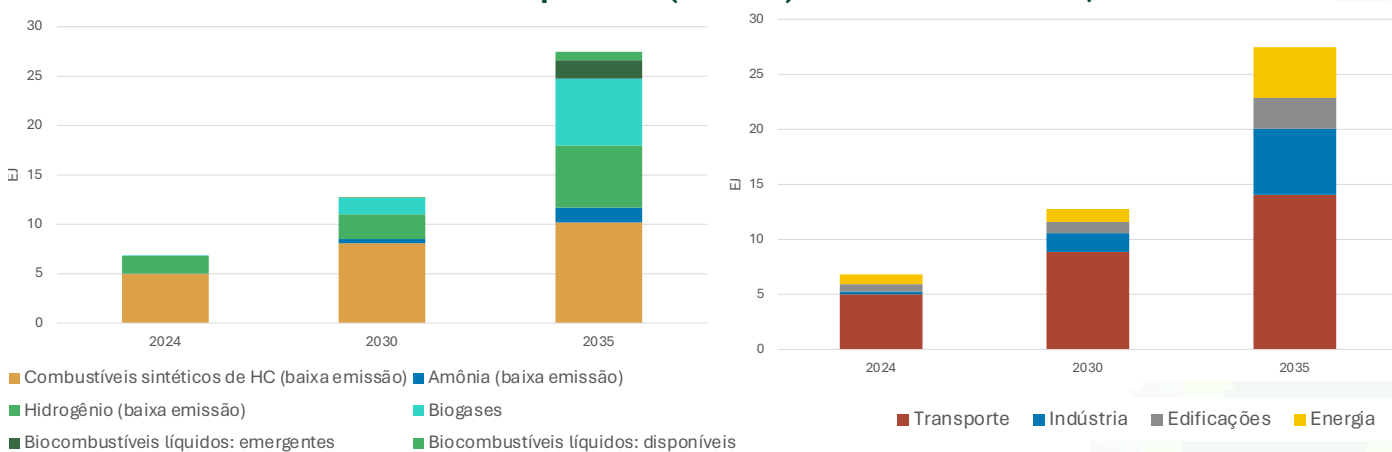


Figura 1. Oferta sustentável de combustível por tipo de combustível e demanda por setor no cenário acelerado, 2024. Fonte: Adaptado de ^[5]
Notas: HC = hidrocarboneto. "Biocombustíveis líquidos: disponíveis" refere-se ao nível de maturidade tecnológica (TRL) 9 e "biocombustíveis líquidos: emergentes" ao TRL 7 ou 8. "Indústria" inclui a produção local de hidrogênio, amônia e metanol com baixas emissões, bem como o uso de hidrogênio com baixas emissões em refinarias. "Edifícios" inclui a agricultura. "Energia" refere-se à geração de eletricidade e calor no setor energético.

Do ponto de vista das emissões, diesel e gás natural continuam associados a emissões diretas de CO₂, enquanto hidrogênio e amônia não geram emissões de carbono no ponto de uso, embora possam produzir óxidos de nitrogênio (NOx) dependendo das condições de combustão, exigindo controle adequado desses poluentes locais. Biocombustíveis como etanol e metanol apresentam emissões de carbono menores, mas não nulas, reforçando a importância da origem renovável de seus insumos.

Em termos de segurança e operação, o hidrogênio apresenta maior inflamabilidade e exige sistemas de alta pressão ou criogenia, enquanto a amônia, apesar de menos inflamável, é tóxica e demanda protocolos de manuseio e resposta a emergências mais rigorosos, especialmente em

caso de vazamentos. Diesel e etanol mantêm vantagens operacionais por sua maior estabilidade. A infraestrutura existente também favorece os combustíveis fósseis e biocombustíveis líquidos, enquanto hidrogênio, amônia e metanol requerem investimentos substanciais em armazenagem, transporte e adequações tecnológicas.

Rotas Tecnológicas

O conjunto de tecnologias para produção de combustíveis sustentáveis abrange rotas **bioquímicas, termoquímicas** e processos baseados em **hidrogênio/eletricidade**, cada uma com requisitos distintos de matéria-prima, infraestrutura e maturidade tecnológica. As rotas bioquímicas (fermentação, hidrólise enzimática, dentre outras) são bem estabelecidas para açúcares e amidos, enquanto as rotas termoquímicas (gaseificação + *Fischer-Tropsch*, hidrocraqueamento, dentre outras) são mais adequadas para resíduos lignocelulósicos, madeira e resíduos sólidos urbanos; já os *e-fuels* sintéticos dependem fortemente de hidrogênio renovável e CO₂ capturado, com custos ainda elevados. A escolha tecnológica impacta diretamente custos operacionais, necessidade de integração com refinarias ou redes de gás e a velocidade de implantação no mercado.

A seleção de *feedstocks*, cultivos alimentares, óleos vegetais e gorduras residuais, biomassa lignocelulósica, resíduos orgânicos e fluxos de CO₂ determina a intensidade de emissões no ciclo de vida, riscos socioambientais e a elegibilidade para certificações de baixo carbono. *Feedstocks* de segunda geração e resíduos tendem a apresentar menor risco de competição com alimentos e melhores perfis de sustentabilidade, mas exigem logística e pré-tratamentos mais complexos; por outro lado, matérias-primas convencionais podem oferecer custos iniciais menores, porém com maiores impactos sobre uso da terra e potencial de mudança indireta no uso da terra (*indirect Land Use Change* – **iLUC**), frequentemente apontada como crítica em biocombustíveis de primeira geração. Políticas públicas e mecanismos de mercado devem priorizar critérios robustos de contabilização de GEE e salvaguardas ambientais para orientar investimentos. No caso brasileiro, a recente alteração do art. 225 da Constituição Federal, que passou a prever regime fiscal favorecido para biocombustíveis e para o hidrogênio de baixa emissão de carbono (§1º, VIII), é um exemplo importante dessa convergência: ao assegurar tributação inferior à dos combustíveis fósseis, o dispositivo cria um diferencial competitivo estrutural em favor das tecnologias de baixo carbono, alinhando a política fiscal à agenda de descarbonização.

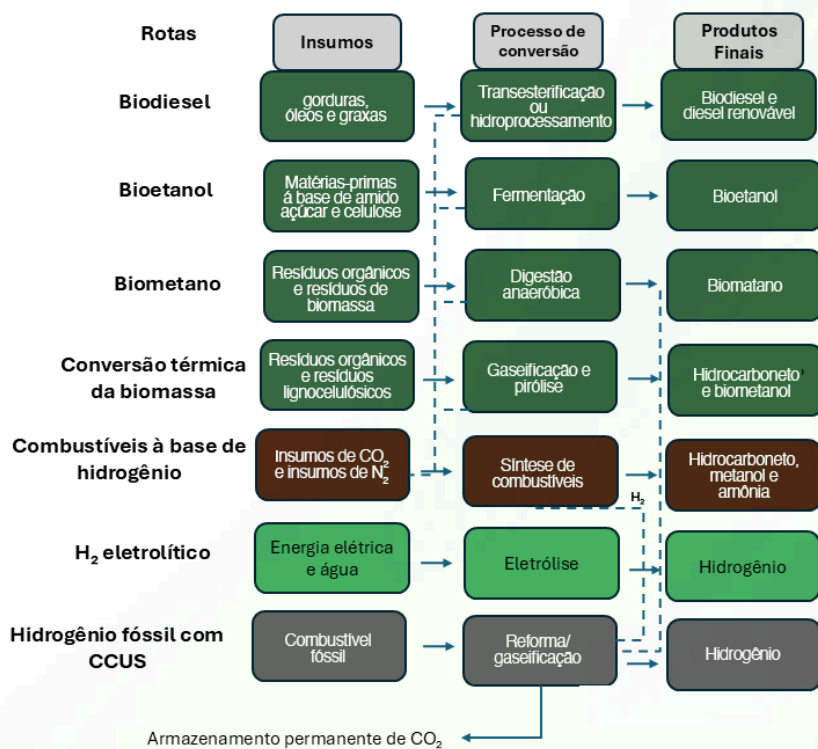


Figura 2. Rotas de produção para combustíveis sustentáveis líquidos e gasosos. Fonte: Adaptado de [5].

A **Figura 2** sintetiza a matriz tecnologia–*feedstock*, indicando as principais rotas, os tipos de matérias-primas associadas e uma avaliação qualitativa da maturidade tecnológica e das barreiras (custos, infraestrutura, sustentabilidade), servindo como referência visual para decisões técnicas e de política.

Maturidade Tecnológica

A transição entre as rotas tecnológicas e a avaliação de *feedstocks* exige considerar não só a adequação ambiental e econômica, mas também o nível de maturidade tecnológica (TRL) de cada alternativa; a **Figura 3** resume esses TRLs para rotas selecionadas e orienta prioridades de investimento e escalonamento.

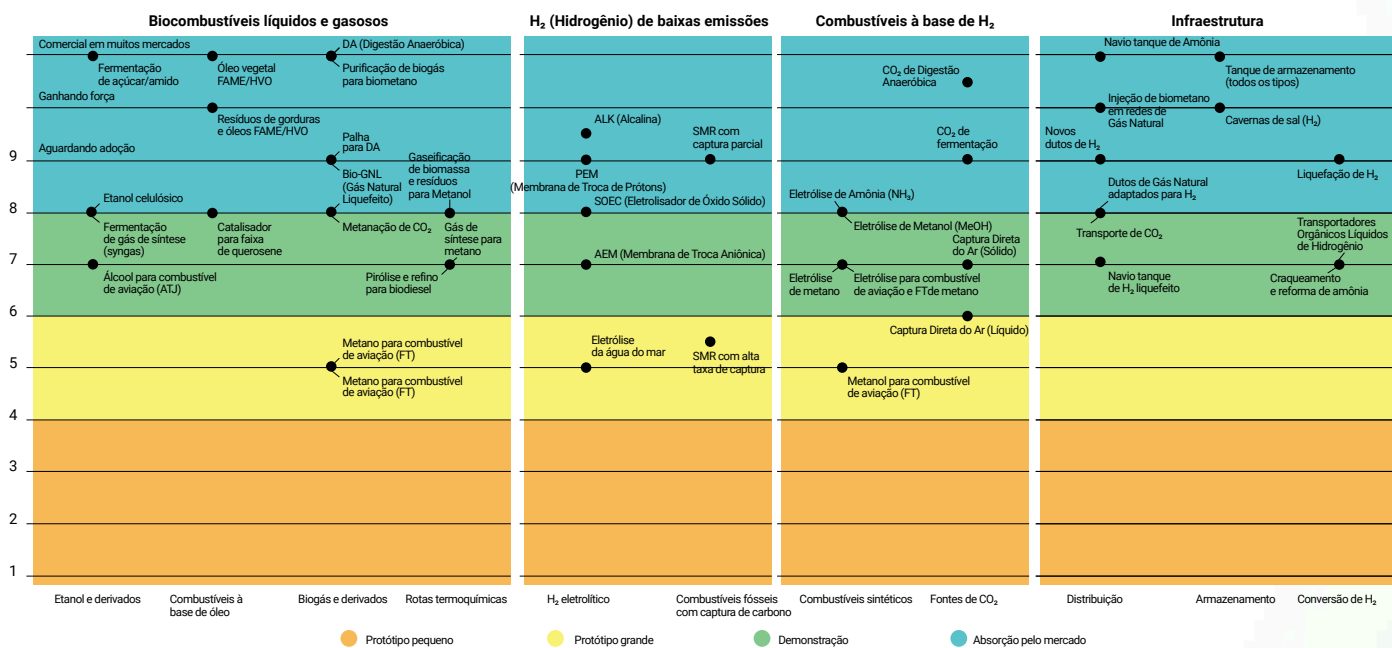


Figura 3. Níveis de maturidade tecnológica (TRLs) da IEA para rotas selecionadas. Fonte: Adaptado de [5].

Notas: Com base na escala TRL atualizada da IEA, em que o nível mais alto é o TRL 9. Para fornecer informações adicionais sobre o progresso após atingir o TRL 9, são utilizados três níveis de adoção adicionais: “aguardando adoção”, “ganhando impulso” e “comercial em muitos mercados”. Consulte a Revisão Global do Hidrogênio 2025 da IEA para obter mais detalhes.

AD = digestão anaeróbica. AEM = eletrolisador de membrana de troca aniônica. ALK = eletrolisador alcalino. CCUS = captura, utilização e armazenamento de carbono. DAC = captura direta de ar. FAME = éster metílico de ácido graxo. FOG = gorduras, óleos e graxas. FT = Fischer-Tropsch. H₂ = hidrogênio. HVO = óleo vegetal hidrotratado. LOHC = transportador líquido de hidrogênio orgânico. MeOH = metanol. NH₃ = amônia. NG = gás natural. PEM = eletrolisador de membrana de troca de prótons. SMR = reformação de metano a vapor. SOEC = célula eletrolisadora de óxido sólido. VRE = energia renovável variável.

Fontes: IEA (2025), Global Hydrogen Review 2025 e IEA Clean Energy Technology Guide.

Analisando a maturidade de cada tecnologia, percebe-se que nem todas as rotas têm o mesmo grau de prontidão para implantação comercial. Enquanto processos como *hydrotreated vegetable oil* (HVO/HEFA) e fermentação para etanol apresentam TRLs elevados e já operam em escala industrial, rotas como *e-fuels* (síntese a partir de hidrogênio renovável e CO₂ capturado) e algumas variantes avançadas de conversão termoquímica ainda se situam em TRLs mais baixos, exigindo demonstrações em escala e redução de custos. A **Figura 3** organiza essas diferenças de forma visual, permitindo comparar rapidamente quais caminhos podem ser ampliados no curto prazo e quais demandam políticas de apoio e P&D&I para atingir maturidade comercial.

Compreender os níveis de TRL também muda a forma de priorizar *feedstocks* e intervenções políticas. *Feedstocks* maduros e abundantes (por exemplo, óleos residuais para HVO ou açúcares

para etanol) podem ser mobilizados com menor risco técnico e prazos mais curtos, enquanto *feedstocks* que habilitam rotas emergentes (por exemplo, CO₂ capturado combinado com hidrogênio verde) dependem simultaneamente do avanço de componentes críticos, eletrolisadores, captura de carbono e síntese catalítica, que têm TRLs distintos e trajetórias de custo próprias. Assim, a **Figura 3** não só sinaliza a prontidão das rotas, mas também evidencia **gargalos tecnológicos** que devem ser atacados em paralelo (ex.: escala de eletrolisadores, integração de unidades FT, pré-tratamento de biomassa) para que a cadeia completa seja viável.

Quanto à maturidade tecnológica, diesel, gás natural, etanol e metanol encontram-se em estágio comercial pleno (TRL 9), enquanto o uso de amônia como combustível e de hidrogênio em motores ainda se encontra em níveis intermediários, com forte desenvolvimento até 2030. Esses fatores reforçam que a competitividade de cada vetor energético depende não apenas do custo por unidade de energia, mas também de sua viabilidade operacional, regulatória e infraestrutural no horizonte da transição energética.

Uma análise cuidadosa da tecnologia/TRLs orienta decisões práticas de política industrial e financiamento priorizando projetos de rápida implementação para criar mercado e experiência operacional, enquanto se aloca financiamento público e incentivos para demonstradores e escalonamento de rotas com TRL baixo-médio que oferecem maiores reduções de emissões a longo prazo.

Custos de Produção

Esta Nota Técnica busca justamente analisar de forma detalhada os custos de produção dos combustíveis sustentáveis em comparação aos combustíveis fósseis, de modo a compreender sua viabilidade econômica e identificar onde o apoio político e regulatório é mais necessário. Ao confrontar os custos das tecnologias de combustíveis sustentáveis com os preços de referência dos combustíveis fósseis, pretende-se oferecer uma base objetiva para que governos, reguladores e investidores possam dimensionar o “prêmio verde” e desenhar mecanismos eficazes – como mandatos de mistura, instrumentos de precificação de carbono e regimes fiscais favorecidos – capazes de preencher essa lacuna de competitividade e garantir que a descarbonização ocorra de maneira economicamente eficiente e segura.

Existe uma disparidade significativa entre os custos das diferentes rotas de combustíveis sustentáveis comerciais e seus equivalentes fósseis. Entre as tecnologias mais maduras, o etanol de cana-de-açúcar e o de milho demonstram ser as opções mais competitivas atualmente. Estes custos frequentemente se sobrepõem ou situam-se abaixo dos preços de referência dos combustíveis fósseis, indicando que, em regiões com condições favoráveis como o Brasil e os Estados Unidos, esses biocombustíveis já atingem a paridade de custos sem a necessidade de subsídios excessivos.

Por outro lado, rotas como o biodiesel e o diesel renovável (HVO) a partir de óleo de cozinha usado (UCO) apresentam custos de produção que geralmente superam os da referência fóssil. A análise da figura indica que, embora tecnologicamente maduros, esses combustíveis exigem políticas de suporte para fechar a lacuna econômica. A competitividade dessas rotas depende frequentemente da valorização de sua menor intensidade de carbono por meio de créditos ou incentivos regulatórios, que permitem compensar o custo mais elevado de produção em comparação ao diesel fóssil.

O cenário é mais desafiador para o setor de aviação e para o biometano. Além disso, o bioquerosene de aviação (*Biojet*) como a opção de custo mais elevado entre as vias comerciais apresentadas, situando-se significativamente acima do preço do querosene fóssil, o que reflete a necessidade urgente de ganho de escala e inovação. Já o biometano exibe uma ampla variação de custos; embora possa competir com o gás natural em condições específicas, sua viabilidade econômica em larga escala muitas vezes está atrelada a estruturas regulatórias robustas e à precificação das emissões de metano evitadas.

Tabela 1 - Comparativo de combustíveis em 2025 e projeções para 2030. **

Produto	PCI (MJ/kg)	Preço 2025 (US\$/kg)	Preço 2030 (US\$/kg, estim.)	US\$/MJ 2025	US\$/MJ 2030	Ref
Gás Natural	50	0,1659	0,1801	0,0033	0,0036	PCI: metano ~50 MJ/kg ^[17,18] . Preço 2025: HH US\$ 3,50/MMBtu (YCharts ^[19] , ago/2025). 2030: US\$ 3,80/MMBtu. ^[8, 17-20] .
Carvão Térmico	24	0,13	0,095*	0,0054	0,004	PCI típico carvão betuminoso ~24 MJ/kg ^[17] . Preço 2025: US\$ 130/t (previsão média 2025 ^[6] . 2030*: proxy US\$ 95/t (previsão 2026 ^[7] , usado como aproximação) ^[8] .
Hidrogênio Verde	120	3,97	1,85	0,0331	0,0154	PCI H ₂ 120 MJ/kg ^[20] . 2025: preço em leilão da Índia ~US\$ 3,97/kg ^[22] . 2030: eletrolítico em US\$ 1,5–2,2/kg (usado US\$ 1,85/kg) ^[14,23,24] .
Amônia Verde	18,6	0,615	0,51	0,0331	0,0274	PCI NH ₃ ~18,6 MJ/kg ^[25] . 2025: leilões SECI Índia US\$ 591–641/t (usado US\$ 615/t). 2030: US\$ 400–620/t (usado US\$ 510/t) ^[26-28] .
Metanol Verde	20	1	0,7	0,05	0,035	PCI MeOH ~20 MJ/kg ^[17] . 2025: e-MeOH ~US\$ 1.000/t ^[15] . 2030: US\$ 35/GJ ≈ US\$ 700/t ^[15,29,30] .
Etanol da Cana	26,8	0,6459	0,6459*	0,0241	0,0241*	PCI etanol ~26,8 MJ/kg ^[17] . 2025: CEPEA/ESALQ ^[10] US\$ 0,5096/L (semana 18–22/ago/2025) + p=0,789 kg/L → US\$ 0,646/kg. 2030*: sem projeção robusta pública – mantido o preço real constante como proxy ^[29] .
Diesel	43	1,1773	1,1621	0,0274	0,027	PCI diesel ~43 MJ/kg (faixa 42–46, ^[16]). 2025: EIA ^[31] US\$ 3,708/gal (25-ago-2025) + p ≈ 0,832 kg/L → US\$ 1,177/kg. 2030: EIA tabela STEO indica US\$ 3,66/gal (convertido → US\$ 1,162/kg) ^[9] .

* valores de 2030 marcados com * são *proxies*: foi considerada a melhor referência disponível (World Bank 2026 para carvão; preço real constante para etanol) por falta de projeções públicas críveis até 2030 na fonte citada.

** Preços base, sem custo de carbono.

Notas metodológicas

Unidades & conversões

- 1 MMBtu = **1.055,06 MJ**.
- Preços de gás natural convertidos de US\$/MMBtu para US\$/MJ e depois para **US\$/kg** considerando **PCI ≈ 50 MJ/kg**.
- Etanol (CEPEA): preço “posto usina” em **US\$/L** convertido para US\$/kg pela densidade de **0,789 kg/L**, com **PCI = 26,8 MJ/kg**.
- Diesel: preço médio **EIA (25/ago/2025)** em **US\$/galão** convertido para **US\$/L** ($\div 3,785$) e para US\$/kg ($p = 0,832 \text{ kg/L}$).
- PCIs médios de referência: $\text{H}_2 = 120$, $\text{NH}_3 = 18,6$, $\text{MeOH} = 20$, Etanol = 26,8, Diesel = 43, Gás = 50, Carvão = 24 MJ/kg.

Fontes Primárias

- EIA – *Annual Energy Outlook 2025*, ^[5, 12, 32].
- EIA – *Short-Term Energy Outlook (STEO)*, ^[32].
- World Bank – *Commodity Markets Outlook* (abr/2025), ^[13].
- IEA – *The Role of Low-Carbon Fuels (2024) / The Role of E-fuels in Decarbonising Transport (2023)*, ^[30].
- BloombergNEF (BNEF) – *Green Hydrogen Outlook 2024 / Green Methanol Outlook 2024*, ^[15, 33].
- CEPEA/ESALQ – Indicador de Etanol Diário (agosto/2025), ^[9].

Projeções para 2030

As projeções para 2030 apontam para uma mudança estrutural na competitividade entre combustíveis fósseis e alternativas de baixo carbono, impulsionada por avanços tecnológicos e por políticas de incentivo, incluindo instrumentos de precificação de carbono. Segundo a *International Energy Agency* (IEA, 2025) ^[1], os custos médios de produção de hidrogênio verde devem cair de forma expressiva, passando de uma faixa atual em torno de US\$ 3,5 a 5,0/kg, observada em leilões recentes na Índia (IOCL/SECI, 2024) ^[2], para aproximadamente US\$ 1,5 a 2,2/kg em 2030. Essa trajetória reflete, em linhas gerais, a combinação de redução de CAPEX de eletrolisadores e queda do custo da eletricidade renovável já discutidas nas seções anteriores.

Relatórios da BloombergNEF (2024) ^[3] indicam que o custo médio da eletricidade solar e eólica em regiões de alta competitividade (Brasil, Chile, Oriente Médio) deve situar-se entre US\$ 15 e 25/MWh até 2030, contribuindo para uma redução progressiva dos custos das moléculas derivadas, como amônia verde (NH₃V) e metanol verde (MeOHV). Para a amônia, a IEA projeta preços entre US\$ 400 e 620/t, enquanto o metanol verde deve atingir US\$ 700/t, equivalentes a 0,51 e 0,70 US\$/kg, respectivamente.

Essas reduções reposicionam os combustíveis limpos em um patamar de competitividade crescente, especialmente quando considerados os efeitos econômicos da precificação de carbono sobre os fósseis.

Custos de Produção (Rotas Emergentes vs. Referência Fóssil)

A avaliação da competitividade econômica das novas rotas tecnológicas, conforme ilustrado na **Figura 4**, revela um cenário de disparidade significativa de custos no curto prazo. Atualmente, observa-se um “prêmio verde” acentuado, onde os custos de produção dos combustíveis sintéticos (RFNBOs, na sigla europeia para *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) e de certas rotas de bioenergia superam largamente os preços de referência dos combustíveis fósseis. Nota-se que, neste estágio incipiente, o custo nivelado final é fortemente impactado pela ausência de economias de escala e pelo alto custo de capital inicial, situando essas alternativas sustentáveis no topo da curva de custos globais.

Ao decompor os vetores econômicos apresentados, identifica-se que a viabilidade das rotas de combustíveis eletrossintéticos (como e-amônia, e-querosene e e-metanol) é criticamente sensível ao preço da eletricidade renovável e ao CAPEX dos eletrolisadores. Em contraste, as rotas baseadas em biomassa apresentam custos ligeiramente inferiores hoje, mas sofrem com a volatilidade dos preços da matéria-prima. A análise gráfica evidencia que, enquanto os combustíveis fósseis mantêm um teto competitivo estável, as rotas emergentes exigem investimentos estruturais massivos para reduzir o diferencial de preço, principalmente no que tange à captura de carbono e à geração de hidrogênio verde.

Custos de produção atuais e futuros de vias selecionadas de combustíveis sustentáveis emergentes e preços de referência correspondentes dos combustíveis fósseis

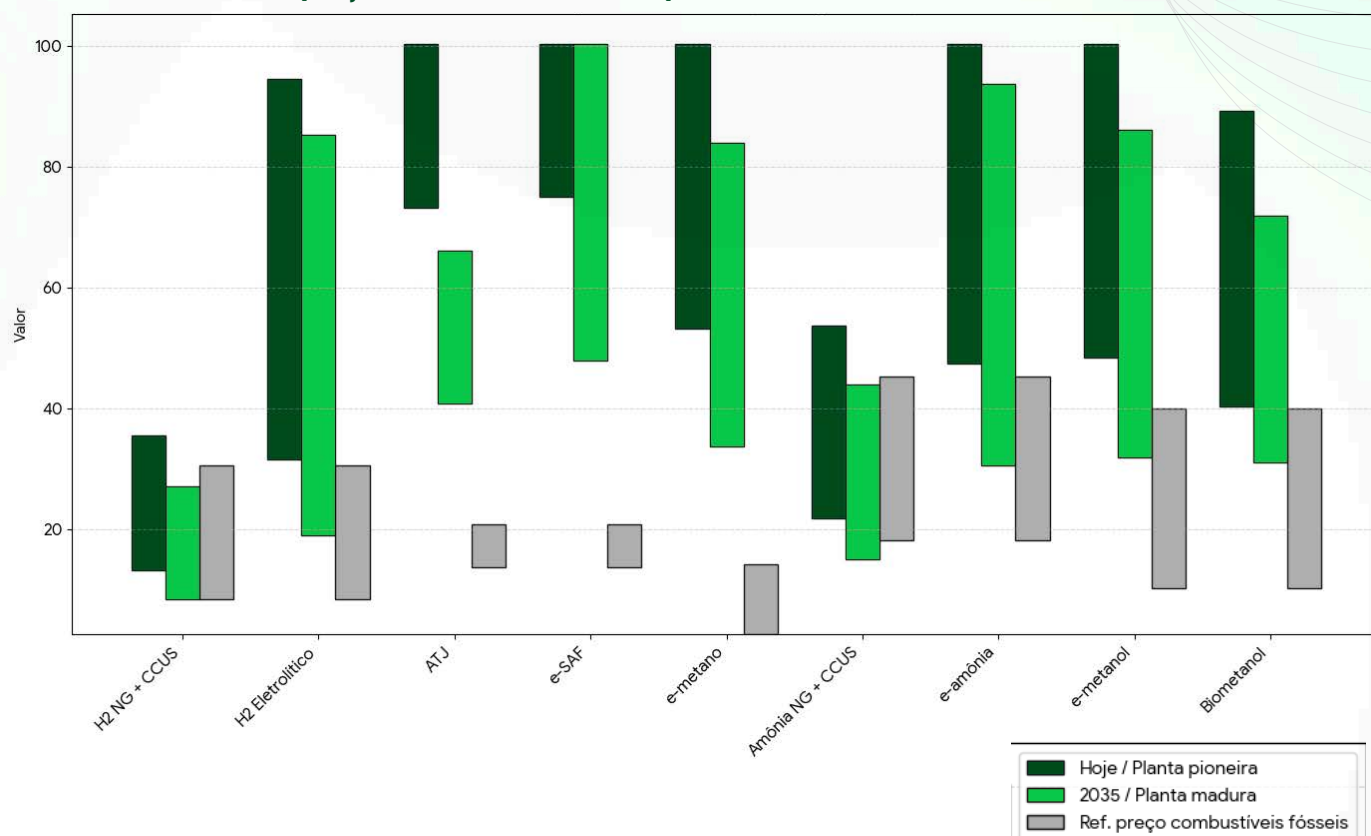


Figura 4. Custos de produção atuais e futuros de combustíveis sustentáveis emergentes selecionados. Fonte: Adaptado de [5]

Notas: Azul: Hoje / Planta pioneira; Laranja: 2035 / Planta madura; Cinza: Referência de preço de combustíveis fósseis. ATJ = álcool-para-querosene (alcohol-to-jet fuel). NG = gás natural. SAF = combustível sustentável de aviação. CCUS = captura, utilização e armazenamento de carbono. Os custos de H₂ NG + CCUS incluem captura, transporte e armazenamento de CO₂. As referências de preços de combustíveis fósseis são pré-impostos, FOB (Free On Board), preços no atacado. Os custos dos combustíveis emergentes representam custos de produção. A referência de preço do gás natural baseia-se em preços médios no atacado de 2023. H₂ eletrolítico refere-se ao hidrogênio produzido a partir de energia solar fotovoltaica e eólica. Biometanol corresponde à gaseificação de biomassa lignocelulósica. As estimativas de custo para planta pioneira e planta madura aplicam-se a ATJ, e-SAF, e-metano, e-amônia, e-metanol e biometanol.

Projetando o cenário para 2035, nota-se uma tendência de convergência impulsionada pelo aprendizado tecnológico e pela maturação da cadeia de suprimentos. Espera-se uma redução substancial nos custos de produção das rotas renováveis, estreitando o *gap* em relação aos fósseis. No entanto, a persistência de um diferencial residual sugere que a paridade de mercado puramente econômica poderá não ser alcançada universalmente na próxima década sem a intervenção de mecanismos regulatórios, como a precificação de carbono, essenciais para cobrir o prêmio de risco remanescente demonstrado nos dados.

A **Figura 5**, ao comparar os custos de entrega de hidrogênio renovável e amônia em diferentes modalidades de transporte (dutos terrestres e rotas marítimas de longa distância), é particularmente relevante para qualificar o debate sobre a viabilidade de um “mercado global de hidrogênio”. Ela evidencia que a competitividade das rotas baseadas em hidrogênio não depende apenas do custo de produção na origem, mas é fortemente condicionada pela forma como a molécula é transportada e utilizada no destino. Essa perspectiva é crucial para a definição de estratégias nacionais de inserção em cadeias globais de hidrogênio verde, amônia verde e e-metanol.

Faixas de custos de produção global para vias selecionadas de combustíveis sustentáveis comerciais e preços de referência correspondentes dos combustíveis fósseis

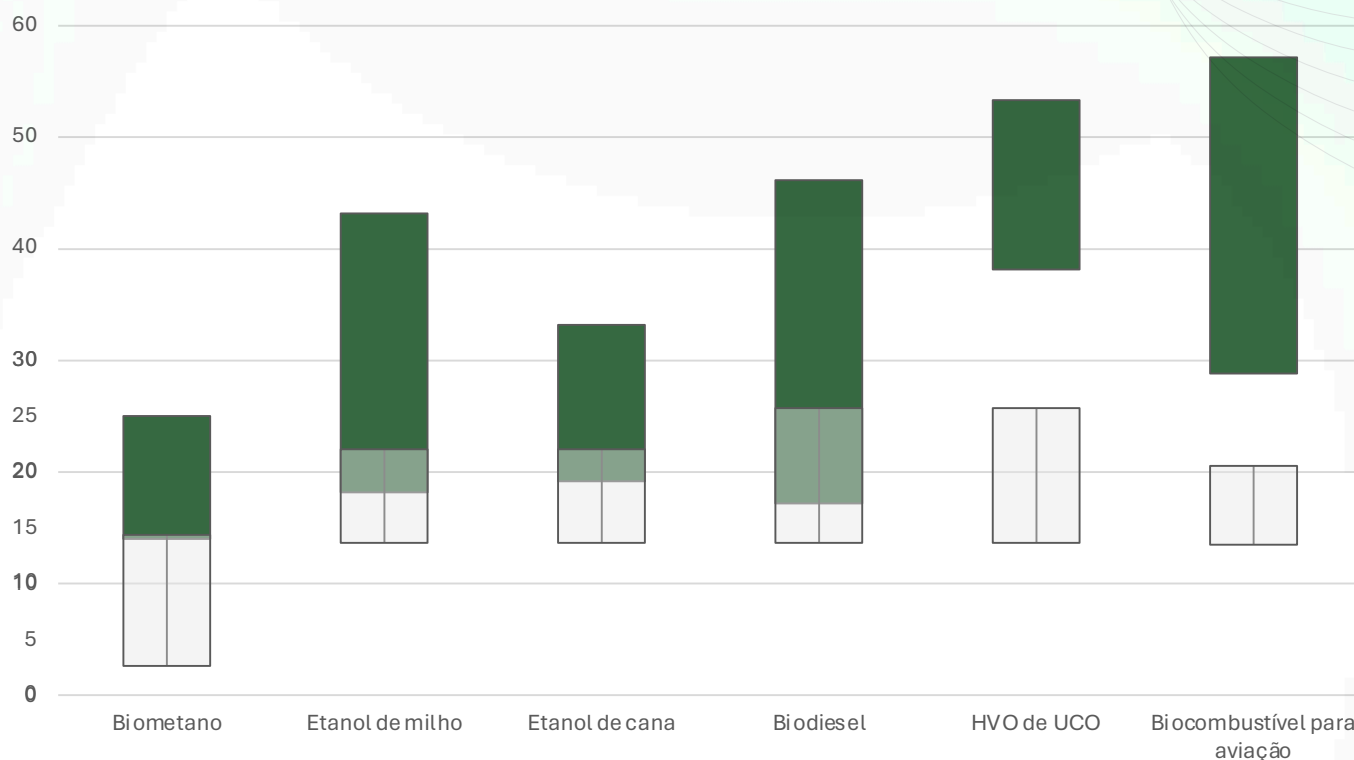


Figura 5. Custo entregue de hidrogênio renovável e amônia. Fonte: Adaptado de [4].

Notas: HVO = óleo vegetal hydrogenado. UCO = óleo de cozinha usado. As referências a combustíveis fósseis, etanol, biodiesel, HVO e biojet representam preços antes de impostos, Free On Board (FOB), preços de atacado. O biometano representa o custo de produção. A faixa de preço de referência do gás natural é o preço de atacado de 2023.

Limites econômicos do transporte marítimo de hidrogênio puro

Nota-se uma vulnerabilidade estrutural da economia do hidrogênio: o custo elevado do transporte marítimo de hidrogênio líquido (LH₂). Enquanto o transporte via gasoduto em distâncias regionais (na ordem de 1.000 km) adiciona algo como 10% ao custo final, o transporte marítimo em longas rotas (na ordem de 10.000 km) pode inflacionar o custo total em cerca de 60%, principalmente em função do processo de liquefação, altamente intensivo em energia, exigindo resfriamento a aproximadamente -253 °C e da complexidade logística associada (navios e tanques criogênicos, perdas em trânsito, regaseificação no destino). A leitura crítica da figura sugere que a ideia de um mercado global de hidrogênio líquido análogo ao GNL, nas condições tecnológicas atuais, é economicamente desafiadora. Na prática, o hidrogênio puro tende a se comportar mais como um vetor **regional**, competitivo em contextos com conexões terrestres (dutos novos ou repotencialização de gasodutos existentes), do que como uma *commodity* marítima de longa distância.

Amônia como vetor logístico preferencial no comércio internacional

Quando se comparam as barras de custo associadas ao transporte marítimo, a amônia aparece como vetor logístico mais robusto para rotas transoceânicas. Apesar de seu custo de produção ser, em princípio, superior ao do hidrogênio na origem, devido à etapa adicional de síntese Haber-Bosch, o custo entregue (*delivered cost*) em longas distâncias se mostra competitivo, e em vários cenários inferior ao do hidrogênio líquido. Isso decorre de sua maior densidade energética volumétrica, da

infraestrutura já existente para transporte de amônia e da menor complexidade criogênica. A própria figura, no entanto, alerta que “a amônia é usada como produto final”, o que significa que a comparação é mais favorável quando a amônia é empregada diretamente (fertilizantes, combustível marítimo, co-combustível em térmicas). Quando o objetivo final é obter hidrogênio no destino, seria necessário incluir o custo e as perdas associadas ao craqueamento da amônia de volta para hidrogênio, o que reduziria parcialmente essa vantagem. Ainda assim, a figura corrobora a visão de que, para usos finais compatíveis com o consumo direto de amônia, ela tende a ser o vetor preferencial no comércio marítimo de longa distância.

Infraestrutura dedicada como condição para competitividade

A análise dos custos de transporte por dutos parte da premissa de construção ou adaptação de infraestrutura dedicada (por exemplo, gasodutos de grande diâmetro), o que implica um esforço significativo de investimento em CAPEX. Isso reforça a mensagem de que a competitividade do hidrogênio renovável produzido em regiões com abundância de recursos renováveis está condicionada não apenas ao custo do MWh na origem, mas também à capacidade de viabilizar corredores de escoamento eficientes, seja por dutos, seja por conversão em derivados como amônia. Em síntese, não basta produzir hidrogênio a baixo custo para garantir competitividade global: o desafio central passa a ser como entregar essa energia de forma eficiente e segura. A implicação estratégica é que o mercado internacional tende a se organizar em dois níveis: **(i)** mercados regionais de hidrogênio gasoso interconectados por dutos e co-localização de demanda industrial; e **(ii)** um mercado global principalmente baseado em derivados mais densos e logisticamente favoráveis, como a amônia, em vez de hidrogênio líquido puro.

O impacto do mercado de carbono na competitividade relativa

A expansão dos mecanismos de precificação de carbono é um dos fatores mais relevantes para redefinir os custos energéticos globais até 2030. Conforme o relatório *State and Trends of Carbon Pricing 2024* do Banco Mundial ^[3], 75 jurisdições já implementam instrumentos de precificação (impostos e sistemas de comércio de emissões – ETS), cobrindo cerca de 24% das emissões globais. A tendência é de ampliação significativa, com projeções de preços médios entre US\$ 50 e 150 por tonelada de CO₂ em 2030.

Fatores adicionais e condicionantes macroeconômicos

Além da precificação de carbono e dos avanços tecnológicos, a competitividade das rotas verdes em 2030 dependerá de quatro vetores complementares:

- **Escala e integração industrial:** O surgimento de *hubs* integrados de hidrogênio e derivados, como NEOM (Arábia Saudita), Sines (Portugal) e Pecém e Suape (Brasil), reduz custos logísticos e viabiliza economias de escala. Esses também atraem investimentos privados e garantem

contratos de longo prazo, ancorando a redução do custo de capital.

- **Infraestrutura e logística:** A disponibilidade de gasodutos dedicados, terminais portuários e embarcações movidas a amônia, com mais de 480 projetos globais em desenvolvimento, conforme a *Ammonia Energy Association* (2025), será decisiva para assegurar o escoamento das moléculas verdes.
- **Risco cambial e financiamento:** No caso brasileiro, a volatilidade cambial e o custo de financiamento em dólares são fatores críticos. Políticas de mitigação de risco e fundos verdes (como o *Global Infrastructure Facility* (GIF) e o *Green Climate Fund*) podem reduzir spreads financeiros e ampliar a competitividade dos projetos nacionais.
- **Regulação internacional e comércio exterior:** A implementação do Mecanismo de Ajuste de Carbono na Fronteira (CBAM) pela Comissão Europeia, a partir de 2026, introduz um custo adicional ao carbono embutido em determinados produtos importados. Isso cria uma vantagem competitiva para exportadores com matriz energética de baixo carbono, como o Brasil, especialmente nos setores de fertilizantes, aço e combustíveis sintéticos.



Considerações Finais

A análise comparativa de custos energéticos e trajetórias tecnológicas realizada nesta Nota Técnica indica que a transição para combustíveis de baixo carbono não é uma abstração de longo prazo, mas um movimento já em curso, com implicações concretas para decisões de investimento até 2030. Em 2025, combustíveis fósseis ainda apresentam vantagem de custo direto em US\$/MJ, apoiados em infraestrutura consolidada e cadeias maduras; porém, essa vantagem se reduz de forma consistente quando se incorporam a queda esperada de custos de hidrogênio, amônia e metanol verdes, o avanço de economias de escala e a internalização, por meio de instrumentos regulatórios e de mercado, tanto do carbono quanto de outras externalidades negativas associadas ao uso de combustíveis fósseis (como poluição local e impactos à saúde).

Os exercícios de projeção mostram que, até 2030, o custo de produção de hidrogênio verde pode convergir para a faixa de US\$ 1,5–2,2/kg, enquanto amônia e metanol verdes passam a ocupar patamares de preço compatíveis com aplicações industriais e logísticas em grande escala. Quando se adiciona um preço de carbono em torno de US\$ 100/tCO₂, a diferença de competitividade entre moléculas fósseis e alternativas limpas diminui de forma substancial, aproximando o hidrogênio verde do hidrogênio cinza e permitindo que amônia e metanol verdes disputem espaço em segmentos como fertilizantes, transporte marítimo e indústria química. Nessa configuração, o “prêmio verde” deixa de ser uma barreira intransponível e passa a ser uma diferença residual que pode ser coberta por instrumentos regulatórios e contratuais bem desenhados.

Do ponto de vista logístico, os resultados reforçam uma conclusão estratégica: o hidrogênio puro tende a ser, principalmente, um vetor regional, competitivo em contextos com dutos e co-localização da demanda industrial, enquanto a amônia desponta como o principal vetor para o comércio marítimo de longa distância, sobretudo quando utilizada diretamente como insumo ou combustível. Isso sugere que o mercado internacional de baixo carbono deve se organizar em torno de cadeias de derivados de hidrogênio, com destaque para NH₃ e MeOH, e não de um mercado global de hidrogênio líquido análogo ao GNL. Para o Brasil, essa constatação é particularmente relevante, dadas as oportunidades de integrar produção de amônia e hidrogênio verde a polos industriais e portuários já estruturados.

No plano macroeconômico e regulatório, a expansão de mercados de carbono, a implementação do CBAM na União Europeia e o avanço de políticas de descarbonização setorial tendem a reprecificar o risco de carbono em cadeias intensivas em emissões. Países com matriz elétrica limpa e recursos renováveis abundantes passam a ser favorecidos na atração de projetos industriais eletrointensivos e na produção de combustíveis de baixo carbono para exportação. Nesse contexto, o Brasil reúne condições objetivas para se posicionar como fornecedor competitivo de hidrogênio e derivados, desde que avance na construção de um arcabouço regulatório estável, na estruturação de um mercado de carbono robusto e na viabilização de infraestrutura logística e de escoamento.

Para a ABIHV e seus associados, os resultados desta Nota Técnica apontam três linhas de ação prioritárias. Primeiro, defender políticas que acelerem a redução do custo de capital dos projetos de hidrogênio verde / amônia verde, por meio de instrumentos como contratos de longo prazo, garantias públicas e mecanismos de mitigação de risco cambial e de crédito. Segundo, apoiar a implementação

de instrumentos de precificação de carbono que internalizem os custos ambientais dos combustíveis fósseis, aproximando a competitividade de moléculas verdes e fósseis e reduzindo o prêmio de risco associado a novos investimentos. Terceiro, fomentar a formação de *hubs* integrados de hidrogênio e derivados, conectados a *clusters* industriais e portos de exportação, maximizando sinergias entre geração renovável, produção de moléculas e demanda final.

Em síntese, o horizonte de 2030 marca o início de uma nova configuração competitiva, em que combustíveis de baixo carbono deixam de ser nicho e passam a ocupar uma posição estrutural nas estratégias de descarbonização de países e empresas. A ABIHV entende que, se o Brasil souber articular seus ativos naturais com um ambiente regulatório e financeiro adequado, o país poderá converter vantagem comparativa em vantagem competitiva duradoura, consolidando-se como um dos principais provedores globais de hidrogênio verde, amônia verde e outros combustíveis sustentáveis.



Referências

- [1] Agência Internacional de Energia (IEA). World Energy Outlook 2025. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [2] Agência Internacional de Energia (IEA). World Energy Outlook 2024. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>. Acesso em: 9 jan. 2026.
- [3] Banco Mundial. Global Carbon Pricing Revenues Top a Record \$100 Billion. 2025. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2025/06/10/global-carbon-pricing-mobilizes-over-100-billion-for-public-budgets>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [4] Agência Internacional de Energia (IEA). Delivering Sustainable Fuels: Pathways to 2035. Paris, 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/delivering-sustainable-fuels>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [5] Administração de Informação de Energia dos EUA (EIA). Site oficial da U.S. Energy Information Administration. Disponível em: <https://www.eia.gov/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [6] Banco Mundial. Commodity Markets. 2025. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>. Acesso em: 9 jan. 2026.
- [7] BloombergNEF (BNEF). New Energy Outlook. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/new-energy-outlook/#overview>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [8] Administração de Informação de Energia dos EUA (EIA). Página oficial da U.S. Energy Information Administration. Disponível em: <https://www.eia.gov/>. Acesso em: 9 jan. 2026.
- [9] CEPEA/ESALQ. Etanol: Indicador Semanal do Etanol Hidratado Combustível. Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada, 2025. Disponível em: <https://www.cepea.org.br/br/indicador/etanol.aspx>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [10] RABOBANK. Custos de carbono na porta: Preparando-se para o impacto do CBAM sobre os preços dos fertilizantes da UE em 2026. 2025. Disponível em: <https://www.rabobank.com/knowledge/q011499773-carbon-costs-at-the-gate-preparing-for-the-cbams-impact-on-eu-fertilizer-prices-in-2026>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [11] ASSOCIAÇÃO DE ENERGIA DA AMÔNIA (AMMONIA ENERGY ASSOCIATION – AEA). Base de Dados de Amônia de Baixas Emissões (LEAD). 2025. Disponível em: <https://ammoniaenergy.org/lead/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [12] ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE ENERGIA DOS EUA (U.S. Energy Information Administration – EIA). Perspectiva Anual de Energia 2025 – Combustíveis Fósseis. 2025. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/fossil_fuel/. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [13] BANCO MUNDIAL. Mercados de Commodities. 2025. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>. Acesso em:
- [14] AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (International Energy Agency – IEA). Resumo Executivo – O papel dos combustíveis de baixo carbono nas transições de energia limpa do setor elétrico. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-low-carbon-fuels-in-the-clean-energy-transitions-of-the-power-sector/executive-summary>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [15] BLOOMBERG BNEF; CLIMATE TECHNOLOGY COALITION. Aumentando o Hidrogênio: O caso do Metanol de Baixo Carbono (White Paper). 18 jun. 2024. Disponível em: https://assets.bbhub.io/media/sites/25/2024/06/BNEF-Methanol-Report_to-publish.pdf. Acesso em: 9. jan. 2026

- [16] ASSOCIAÇÃO NUCLEAR MUNDIAL (World Nuclear Association – WNA). Valores caloríficos de vários combustíveis. 2025. Disponível em: <https://world-nuclear.org/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [17] AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (International Energy Agency – IEA). Informação sobre combustíveis avançados para motores. 2025. Disponível em: https://iea-amf.org/content/fuel_information. Acesso em: 12. jan. 2026.
- [18] YCHARTS. Preço à vista do gás natural no Henry Hub. 2025. Disponível em: https://ycharts.com/indicators/henry_hub_natural_gas_spot_price. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [19] NAGA. Previsão e projeções de preço do gás natural 2025: Preços se recuperam com o aperto do equilíbrio entre oferta e demanda. 10 mar. 2025. Disponível em: <https://naga.com/en/news-and-analysis/articles/natural-gas-price-prediction>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [20] ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE ENERGIA DOS EUA (U.S. Energy Information Administration – EIA). Perspectiva Anual de Energia 2025 – Tabela 13: Oferta, disposição e preços do gás natural. 2025. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [21] UNIVERSIDADE DE MICHIGAN. Fichas informativas (Factsheets) – Center for Sustainable Systems. 2025. Disponível em: <https://css.umich.edu/publications/factsheets>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [22] JMK RESEARCH & ANALYTICS. IOCL conclui o primeiro leilão de aquisição de hidrogênio verde para usuário final com preço de US\$ 4,6/kg. 2025. Disponível em: <https://jmkresearch.com/iocl-concludes-indias-first-green-h2-end-user-offtake-auction-at-us4-6-per-kg/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [23] THE ECONOMIC TIMES. DeepDive: A jornada do hidrogênio verde da Índia começa a 397 rúpias por quilograma. 2025. Disponível em: <https://economictimes.indiatimes.com/small-biz/sustainability/deepdive-indias-green-hydrogen-journey-starts-at-rs-397-per-kg/articleshow/121724265.cms>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [24] J.P. MORGAN. Previsões de preços do petróleo para 2025 e 2026. 2025. Disponível em: <https://www.jpmorgan.com/insights/global-research/commodities/oil-price-forecast>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [25] ENGINEERING TOOLBOX. Amônia – NH₃ – Propriedades termodinâmicas. 2025. Disponível em: https://www.engineeringtoolbox.com/ammonia-d_971.html. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [26] SYNAPSE ENERGY. O AEO 2025 destaca a importância de políticas federais de eletricidade para reduzir as emissões de CO₂. 19 mai. 2025. Disponível em: <https://www.synapse-energy.com/aeo-2025-highlights-importance-federal-level-electricity-policies-reducing-co2-emissions>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [27] PV MAGAZINE INTERNATIONAL. SECI estabelece novo recorde com preço de leilão de amônia verde de US\$ 0,59/kg. 5 ago. 2025. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2025/08/05/seci-sets-new-record-with-0-59-kg-green-ammonia-auction-price/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [29] ASSOCIAÇÃO DE ENERGIA DA AMÔNIA (Ammonia Energy Association – AEA). ACME: US\$ 641 por tonelada de amônia renovável na Índia. 2025. Disponível em: <https://ammoniaenergy.org/articles/acme-641-per-ton-for-renewable-ammonia-in-india/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [29] AGÊNCIA DE PROTEÇÃO AMBIENTAL DOS EUA (Environmental Protection Agency – EPA). Reconsideração da determinação de perigo de 2009 e dos padrões de veículos para gases de efeito estufa. 2025. Disponível em: <https://www.epa.gov/regulations-emissions-vehicles-and-engines/proposed-rule-reconsideration-2009-endangerment-finding>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [30] AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (International Energy Agency – IEA). O papel dos e-combustíveis na descarbonização do transporte. Paris: IEA, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-e-fuels-in-decarbonising-transport>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- [31] ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE ENERGIA DOS EUA (U.S. Energy Information Administration – EIA). Atualização de preços de gasolina e diesel nos EUA. 2025. Disponível em: <https://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/>. Acesso em: 12 jan. 2026.

- ^[32] ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE ENERGIA DOS EUA (U.S. Energy Information Administration – EIA). Perspectiva de Energia de Curto Prazo (Short-Term Energy Outlook). 2025. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. Acesso em: 12 jan. 2026.
- ^[33] Bloomberg BNEF, Hydrogen Supply Outlook 2024: A Reality Check, (2024). <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/hydrogen-supply-outlook-2024-a-reality-check/> Acesso em: 13 out. 2025.
- ^[34] BloombergNEF, Hydrogen Market Outlook 2024, New York: Bloomberg Finance L.P, 2024. <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-market-outlook-2024> Acesso em: 12 nov. 2025.



 @abihv_br

 /company/abihv

 contato@abihv.org.br

 abihv.org.br

 Endereço: Alameda Santos, 1940,
3º andar - Jardim Paulista, São
Paulo - SP