

APOIO TÉCNICO



CADERNOS

FGV ENERGIA

NOVEMBRO 2023 | ANO 9 | Nº 20 | ISSN 2358-5277

HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO

A IMPORTÂNCIA DOS AVANÇOS EM QUESTÕES ESTRUTURANTES





DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE PESQUISA

Felipe Gonçalves

COORDENAÇÃO

Felipe Gonçalves
Vinicius Botelho Pimenta Cantarino

EQUIPE TÉCNICA

Autores

FGV Energia

Felipe Gonçalves
Frederico Freitas de Carvalho
João Henrique Paulino de Azevedo
Vinicius Botelho Pimenta Cantarino

DNV

Alberto Coralli
David Nieto
Eduardo Bolonhez
Lucas Medina
Pedro Araujo

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Este caderno expressa a opiniões dos autores não representando necessariamente a opinião institucional da FGV, bem como das empresas participantes.



ESCRITÓRIO

Rua Barão de Itambi, 60 – 5º andar - Rio de Janeiro I RJ, CEP: 22231-000
Tel: (21) 3799-6100 | www.fgv.br/energia | fgvenergia@fgv.br

PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

Clovis José Daudt Darrigue de Faro e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque



Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDÊNCIA

Simone C. Lecques de Magalhães

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA

Felipe Gonçalves
Marcio Lago Couto

COORDENAÇÃO DE PESQUISA DO SETOR ELÉTRICO

Luiz Roberto Bezerra

PESQUISADORES

Acacio Barreto Neto
Amanda Azevedo
Ana Beatriz Soares Aguiar
Izabella Barbarini Baptista
João Henrique de Azevedo
João Teles
João Victor Marques Cardoso
Lucas de Carvalho Gomes
Luiza Gomes Guitarrari
Paulo César Fernandes da Cunha
Rafaela Garcia Araújo
Ricardo Cavalcante
Thalita Barbosa
Vinicius Botelho P. Cantarino

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Cristiane Parreira de Castro
Ester Nascimento

AUXILIAR DE COMUNICAÇÃO

Lucas Fernandes de Sousa

ESTAGIÁRIOS

Claudionor Ferreira da Silva Junior
Victor Roly

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer a todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente com a elaboração do Caderno FGV Energia: “Hidrogênio de Baixo Carbono: a importância do avanço em questões estruturantes”. Agradecemos a colaboração que recebemos por meio de conversas e entrevistas com diversos profissionais do setor de energia e da cadeia produtiva do hidrogênio. Esses, ao compartilharem suas experiências profissionais, conhecimentos e opiniões, possibilitaram o aprofundamento da análise sobre os desafios, as oportunidades e perspectivas para o desenvolvimento da economia do hidrogênio, tanto no Brasil, como no exterior. Em particular, agradecemos: Ansgar Pinkowski, Denise Mach, Gerhard Ett, Gustavo Pires da Ponte, Ieda Gomes, Luciano Oliveira, Luis Viga, Neudi Mosconi, Paulo Alvarenga, Roberto Fortuna e Rodrigo Guimarães. Agradecemos também aos palestrantes do evento de lançamento deste caderno: Alexandre Imperial, Jeferson dos Santos, Luiz Antonio Mello, Marina Abelha, Rodolfo Aiex que contribuíram com um debate em prol do avanço da economia do hidrogênio no Brasil. Por fim, expressamos nossa gratidão a toda equipe FGV Energia pelo debate e colaboração constantes, bem como aos colegas da DNV pelo apoio técnico na elaboração deste caderno.

Sumário

INTRODUÇÃO	06
<hr/>	
1	
PARTE 1 – CADEIA DE VALOR DO HIDROGÊNIO: DA PRODUÇÃO AO USO FINAL	10
Rotas de Produção do Hidrogênio: uma análise a partir da intensidade de emissões	11
Transporte e Armazenamento	17
Aspectos de segurança na cadeia produtiva do hidrogênio	27
Uso final e a transversalidade do hidrogênio e seus derivados	29
E-fuels e derivados do hidrogênio.....	38
<hr/>	
2	
PARTE 2 – O DESENVOLVIMENTO DA ECONOMIA DO HIDROGÊNIO NO MUNDO.....	42
Demanda e potencial de mercado	43
Dinâmica internacional: posicionamento dos países e suas potencialidades.....	49
Questões estruturantes para difusão da economia do hidrogênio.....	55
<hr/>	
3	
PARTE 3 – A ECONOMIA DO HIDROGÊNIO NO BRASIL	72
O mercado nacional de hidrogênio	74
Perspectivas de desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil	78
Histórico de iniciativas e os principais avanços do Brasil na economia do hidrogênio	88
Análise dos aspectos estruturantes da economia do hidrogênio no Brasil.....	93
<hr/>	
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	108
REFERÊNCIAS	110

Introdução

O HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO EMERGE COMO UMA PEÇA FUNDAMENTAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA GLOBAL E, NÃO SÓ APRESENTA POTENCIAL PARA RECONFIGURAR O PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL, MAS TAMBÉM PARA POSICIONAR O BRASIL COMO UM PROTAGONISTA EM UMA SOCIEDADE GLOBAL AMBIENTALMENTE SUSTENTÁVEL E JUSTA. NESTE SENTIDO, O CADERNO FGV ENERGIA "HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO" EXPLORA, POR MEIO DE UMA ANÁLISE TECNOLÓGICAMENTE NEUTRA, A CADEIA PRODUTIVA DO HIDROGÊNIO, ASPECTOS RELEVANTES DA ECONOMIA MUNDIAL E OS PRINCIPAIS DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA O BRASIL CONSOLIDAR UMA POSIÇÃO DE DESTAQUE NESTE MERCADO EMERGENTE.

O desenvolvimento da economia do hidrogênio é um tópico central nas discussões sobre a transição energética. No entanto, o potencial desse elemento em posicionar o Brasil como protagonista de uma sociedade global ambientalmente sustentável e justa ainda é incerto. Avanços tecnológicos e a redução de custos têm tornado o hidrogênio de baixo carbono uma opção cada vez mais atraente na transição para um sistema energético mais limpo, sendo referido por alguns como o "petróleo do futuro" devido ao seu potencial protagonismo no panorama energético mundial.

Há um momento político sem precedentes em torno do hidrogênio. A União Europeia anunciou

recentemente metas de consumo de 20 milhões de toneladas anuais de hidrogênio verde até 2030, lançando o *European Hydrogen Bank* com pelo menos 3 bilhões de euros de financiamento inicial para alcançar essa meta. Nos Estados Unidos, o Inflation Reduction Act (IRA - Lei de Redução da Inflação, em português) introduziu um crédito tributário de produção de 10 anos (até US\$3,00/KgH₂) para instalações de produção de "hidrogênio limpo".

O hidrogênio de baixo carbono é tanto um vetor energético quanto uma matéria-prima industrial, formando a base para cadeias de valor econômico complexas e robustas, com potencial de processamento em produtos

acabados como fertilizantes e outros produtos químicos. Ele também pode descarbonizar setores altamente poluentes e difíceis de mitigar, como o transporte e a indústria.

Como essa transição será implementada ainda é um desafio complexo, pois diferentes países tentam se posicionar nesse mercado, ao mesmo tempo que equilibram suas necessidades socioeconômicas e ambições de descarbonização. Ponto relevante nesse contexto, está na questão da eficiência na utilização de recursos ao longo da cadeia de valor ao converter hidrogênio de baixo carbono em outras formas, como amônia ou combustível líquido.

Outro grande desafio está na necessidade de aderência legal e administrativa entre os mercados, incluindo mecanismos de certificação, normatizações e regulamentações para diferentes componentes do sistema.

O Brasil possui uma das eletricidades renováveis mais baratas e abundantes, além de espaço e matérias-primas para facilitar a capacidade industrial necessária para essas cadeias de valor. Com a redução dos custos da energia renovável, o país pode se tornar um produtor competitivo de H₂ e usá-lo para produzir aço verde entre outros produtos limpos, capazes de reconfigurar os padrões

do comércio internacional e a dinâmica da geopolítica energética.

Há, portanto, uma grande oportunidade para o Brasil conquistar uma vantagem competitiva neste mercado emergente. O sucesso desta missão dependerá de como a política energética e industrial serão planejadas e executadas, e de como o país conseguirá criar marcos legislativos que facilitem o acoplamento de setores baseados em hidrogênio.

Neste contexto, com o objetivo de demonstrar como o hidrogênio de baixo carbono é uma realidade e como suas diversas aplicações podem impactar positivamente nossa economia, desenvolvemos o Caderno FGV Energia “Hidrogênio de Baixo Carbono: A importância dos avanços em questões estruturantes”.

Inicialmente, são apresentados os principais conceitos que abrangem a tecnologia do hidrogênio, tendo em vista a análise da competitividade das diferentes rotas de produção. Os desafios do armazenamento e transporte são postos como temas centrais para a difusão do hidrogênio, visto que os processos de conversão são energeticamente ineficientes e podem inviabilizar a consolidação das expectativas entorno desse vetor energético. Ainda na primeira

seção, são apresentadas as possibilidades de aplicação do hidrogênio, fator fundamental para uma análise mais acertada do potencial de demanda futuro e seu impacto na redução global das emissões.

Na sequência, é traçado o panorama atual do mercado global de hidrogênio, apresentando as particularidades das estratégias desenvolvidas por dois dos principais players do cenário energético, Estados Unidos (EUA) e União Europeia (UE). São analisados aspectos estruturantes dessas estratégias com foco na identificação de fatores críticos para a construção de uma estratégia nacional do hidrogênio. Na terceira seção, o Caderno analisa as potencialidades do Brasil para produção de hidrogênio de baixo carbono. São apresentadas iniciativas pioneiras, tanto em *hubs* centralizados –

junto aos portos – com foco no atendimento às demandas de curto/médio prazo anunciadas pela Europa, como aquelas capazes de fomentar o desenvolvimento de *hubs* regionais, com foco na integração do hidrogênio com a agroindústria ou a um processo de reindustrialização de baixo carbono.

Por fim, é discutido o estado atual de questões estruturantes para o desenvolvimento de uma cadeia de valor do hidrogênio de baixo carbono no Brasil. São apontados os desafios para que essas questões criem oportunidades para que o Brasil alcance os mercados internacionais emergentes, sem que sejam negligenciadas as oportunidades para que essa cadeia estabeleça uma nova realidade para a indústria, o agronegócio e outros segmentos da economia brasileira.

BOX

Impactos do Hidrogênio na Descarbonização

O H₂ de baixo carbono tem o potencial de reduzir 15% a 20% do total de emissões de GEE no planeta.

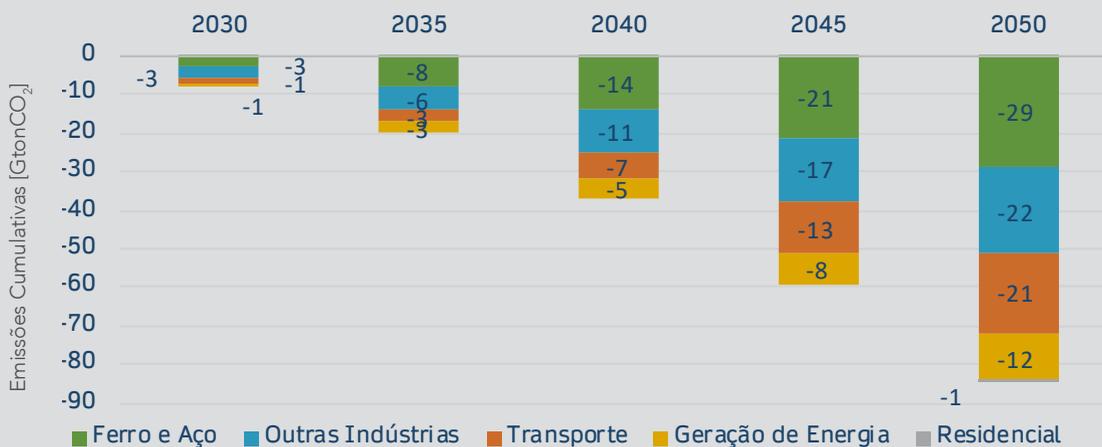
Fonte: Goldman Sachs (2022)

Ao examinar as tecnologias emergentes que podem transformar significativamente a curva de custos de descarbonização, estimou-se que o hidrogênio de baixo carbono está, atualmente, na vanguarda deste desafio tecnológico.

O H₂ se posiciona de forma atrativa em aplicações de transporte de longa distância, aço, produtos químicos (amônia, metanol), aquecimento e armazenamento de energia de longo prazo (Goldman Sachs, 2022).

Na mesma ótica de importância, estima-se que o H₂ de baixo carbono poderá abater cerca de 85 GtCO₂eq nas emissões cumulativas de gases de efeito estufa até 2050, descarbonizando usos finais existentes, como mostra a Figura 1.

FIGURA 1 - CAPACIDADE DE ABATIMENTO DE GEE COM O USO DO HIDROGÊNIO



Fonte: Elaboração própria com base em Deloitte (2023a)

O impacto no setor industrial será de grande magnitude. Estima-se que, entre 2030 e 2050, o consumo industrial represente apenas 42% da demanda de hidrogênio de baixo carbono. No entanto, esse consumo responderá por 60% do total de reduções cumulativas de emissões desse setor (Deloitte, 2023a).

PARTE

1

Cadeia de Valor do Hidrogênio:
da produção ao uso final

Rotas de Produção do Hidrogênio: uma análise a partir da intensidade de emissões

A URGÊNCIA DE SE PROMOVER A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM SETORES DE DIFÍCIL REDUÇÃO DE EMISSÕES, PROPORCIONOU AO HIDROGÊNIO (H₂) DIVERSAS OPORTUNIDADES DE APLICAÇÃO NO HORIZONTE DE 2050, EM QUE SE DESEJA ATINGIR A NEUTRALIDADE CLIMÁTICA. POR SER UM ELEMENTO POSSÍVEL DE SER OBTIDO A PARTIR DE DIFERENTES COMPOSTOS, COMO HIDROCARBONETOS, BIOMASSA E A ÁGUA, DIFERENTES ROTAS TECNOLÓGICAS, COM BAIXA PEGADA DE CARBONO, PASSARAM A DISPUTAR POSIÇÃO PARA LIDERAR A DIFUSÃO DO HIDROGÊNIO NO PROCESSO DE TRANSIÇÃO.

A forma inicialmente adotada para diferenciar a diversidade de rotas, foi por meio de cores. Por traz da estratégia das cores, residia também uma estratégia de comunicação que buscava vincular a rota ao que se imagina ter maior conexão com a transição energética. Assim, a rota da reforma a vapor do gás natural, sem captura de carbono, foi classificada como cinza; a cor azul passou a classificar o hidrogênio cinza adicionado do processo de captura e armazenamento do carbono (CCS), logo, mais limpo; e aquele hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água com uso de energias elétrica de fontes renováveis recebeu o "benefício" da cor verde.

Com o tempo, outras rotas de produção de hidrogênio com baixo fator de emissão ao longo do ciclo de vida foram adicionadas a essa taxonomia e mais cores foram surgindo, formando o que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) denominou hidrogênio arco-íris.

ABANDONANDO AS CORES

Apesar de determinadas cores de rotas estarem se tornando mais competitivas, a distinção por cores é geralmente considerada insuficiente para indicar o seu impacto na redução dos níveis de emissão e, portanto, na transição energética (IEA, 2023a). Na prática, as cores não permitem a quantificação exata da redução de emissões obtida com a substituição de um insumo pelo hidrogênio. Com isso, devido à falta de clareza e à possibilidade de dupla interpretação, as cores tendem a não ser utilizadas como referência em regulamentações ou contratos.

Outra questão que pesa contra a nomenclatura das cores é o fato de poderem gerar trancamentos tecnológicos. Isso pode ocorrer caso alguma política defina seu modelo a partir de uma determinada cor, e outros avanços tecnológicos capazes de impactar os níveis de emissão e a

competitividade de rotas classificadas por cores distintas – como as que se utilizam da biomassa e biocombustíveis – seriam excluídas dessa política. O mesmo ocorreria para rotas não renováveis associadas ao processo de CCS.

O HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO

Diante das possíveis inconsistências relacionadas à taxonomia das cores, este Caderno aborda as rotas de produção do H₂ capazes de contribuir para a redução de emissões por meio do termo “Hidrogênio de Baixo Carbono”.

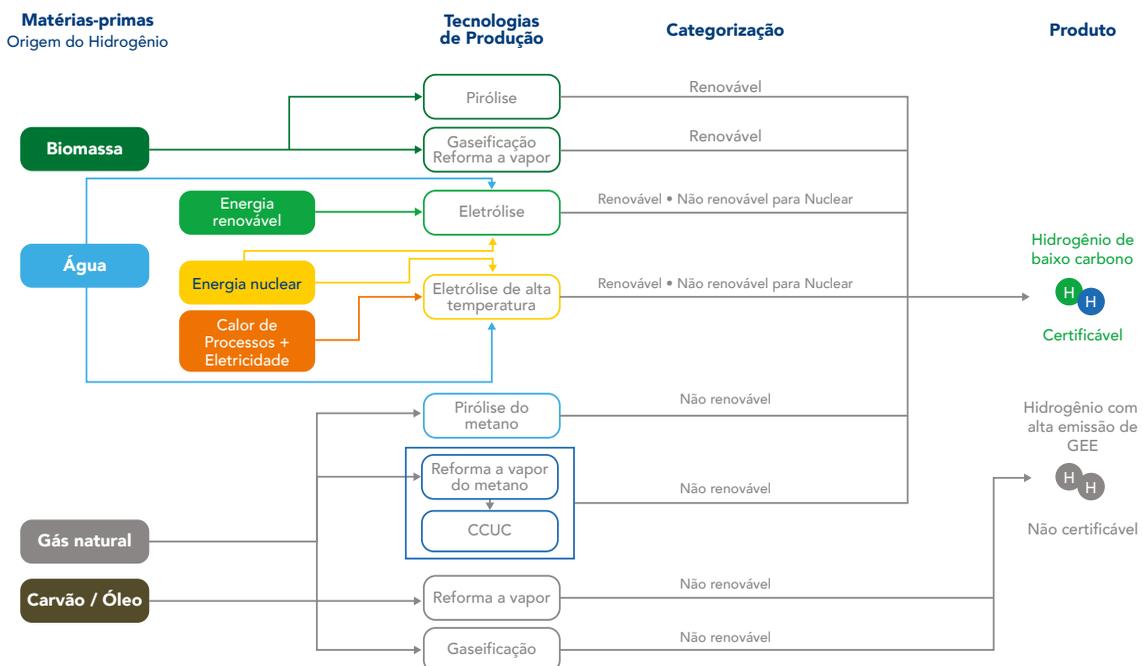
De acordo com IEA (2023b), o hidrogênio de baixo carbono refere-se àquele produzido via

eletrólise suprida por energia renovável ou nuclear, produzido via biomassa ou por combustíveis fósseis associado à captura, uso e armazenamento do carbono.

Por dar maior relevância às emissões associadas à produção do hidrogênio e permitir que as diferentes rotas compitam no mercado, essa abordagem não promove trancamento tecnológico, fortalece o potencial natural dos países e reforça, ainda, o objetivo central da transição energética que é a descarbonização.

A Figura 2 apresenta a composição de diferentes rotas de produção de hidrogênio com uma abordagem direcionada para avaliação da intensidade de emissões.

FIGURA 2 - ABANDONANDO AS CORES EM DIREÇÃO À ANÁLISE DE EMISSÕES



Fonte: Elaboração própria

É importante destacar que, a partir desse conceito, as políticas públicas de fomento ao desenvolvimento da cadeia do hidrogênio de baixas emissões passam a classificar este vetor energético com base nos níveis de emissões resultantes da sua produção.

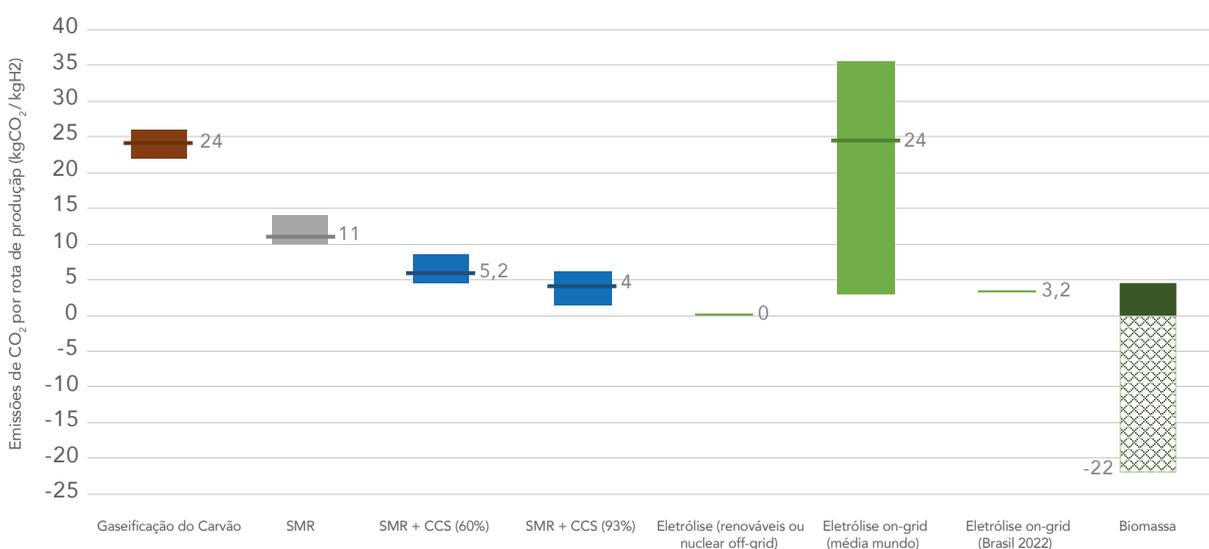
A título de exemplo, os Estados Unidos definiram como **hidrogênio limpo** aquele que possui emissões abaixo de $4,0\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ produzido. A proposta dos Estados Unidos, definindo um limite de emissões para classificar o hidrogênio como limpo, é essencial quando a criação de incentivos visa premiar àqueles que buscam avanços mais significativos em redução de emissões.

FOCO NAS EMISSÕES

Definições claras baseadas na intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE) permitem a adoção de uma metodologia comum para determinar a intensidade de emissões, facilitando a transparência no processo de certificação do hidrogênio e garantindo a interoperabilidade entre os mercados de diferentes países.

Nesse sentido, a metodologia desenvolvida pela *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* (IPHE), demonstra que diferentes rotas apresentam potenciais de descarbonização distintos, mas que merecem atenção diante do contexto de transição energética gradual que vivemos (IPHE, 2023; IEA, 2023a). A Figura 3 destaca as emissões associadas às principais rotas de produção do H_2 .

FIGURA 3 - EMISSÕES ASSOCIADAS ÀS PRINCIPAIS ROTAS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO



Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2023a)

Observa-se que a rota de produção do H₂ a partir da gaseificação do carvão é a mais emissora e, apesar de ter potencial de redução por meio do processo de CCS, tende a ser menos utilizada e competitiva que a rota SMR (sigla em inglês para *Steam Methane Reforming*), ou, em português, reforma a vapor do gás natural – principal método de produção de H₂ atualmente (DNV, 2022; IEA, 2023a).

Com a inserção da tecnologia de CCS à rota de SMR, estima-se uma queda nas emissões, dos atuais 11 kgCO₂eq/kgH₂ para um intervalo de 1,5 a 6,2 kgCO₂eq/kgH₂.

Em relação a rota da eletrólise suprida por energia nuclear, eólica ou solar, com conexão direta *off-grid* (isoladas da rede), essa não possui emissões diretas de CO₂ associadas. Todavia, quando conectadas à rede elétrica dependem das emissões referentes à matriz elétrica do país em questão.

Já em relação às rotas de produção do hidrogênio a partir da biomassa ou biocombustíveis, considera-se que essas apresentam baixas emissões diretas associadas ao processo pelo fato do balanço entre o CO₂ consumido pela biomassa no campo ser equivalente à emissão no processo de produção do hidrogênio.

Assim, essas rotas possuem potencial para emissões negativas com a inclusão de CCS ao processo (EPE, 2022a; IEA, 2023a). Por fim, apesar de não estarem destacadas na Figura 3, a rota de produção do hidrogênio a partir da pirólise do gás natural ou da biomassa são promissoras. Ambas têm o CO₂ como um subproduto sólido possível de ser aplicado em diferentes indústrias, não o emitindo, portanto, na atmosfera.

INTENSIDADE DA EMISSÃO DA ELETRÓLISE CONECTADA À REDE

Considerando a matriz elétrica global majoritariamente fóssil, com uma média de emissões 460 kgCO₂eq/MWh no setor de eletricidade, o H₂ a partir da eletrólise, alimentado pela rede elétrica, apresenta uma elevada pegada de carbono, da ordem de 24 kgCO₂eq/kgH₂. Esse valor se compara às emissões do H₂ produzido a partir do carvão.

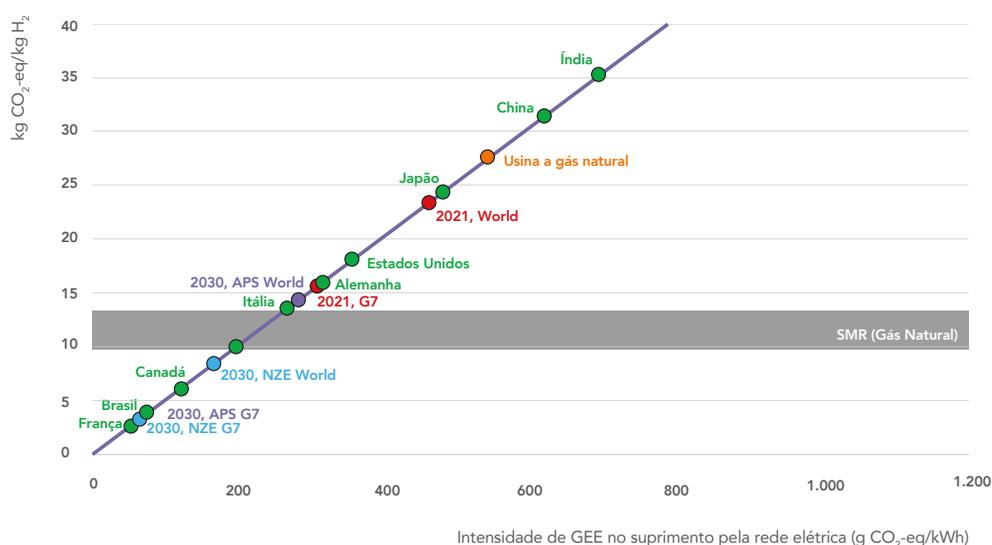
Neste contexto, o Brasil apresenta elevada competitividade pela baixa pegada de carbono de sua matriz elétrica. Em 2022, o país contou com uma média de 92% de geração renovável, resultando em 42,6 kgCO₂eq/MWh de emissões. Isso levaria a um hidrogênio produzido a partir da eletrolise, conectado¹ à rede elétrica, com emissões da ordem de 2,2 kgCO₂eq/kgH₂ (CCEE, 2023; IEA, 2023a).

1. Conectar a produção de hidrogênio a partir da eletrólise na rede elétrica traz vantagens relacionadas ao aumento do fator de capacidade da produção, redução de custo do hidrogênio produzido, maior vida útil aos equipamentos e maior previsibilidade ao mercado. Ressalta-se a importância de garantir a baixa pegada de carbono da produção.

A Figura 4 apresenta uma análise comparativa do nível de emissão do hidrogênio produzido por meio de eletrólise conectada à rede no Brasil com países selecionados; com o bloco do G7; e com cenários estimados para neutralidade climática.

Ao se comparar as emissões associadas à produção de hidrogênio a partir da eletrólise por meio do suprimento de eletricidade da rede elétrica com outros países, o Brasil fica atrás apenas da França, que por ter uma matriz estruturada majoritariamente com usinas nucleares, possui baixas emissões (IEA, 2023a).

FIGURA 4 - COMPARAÇÃO DA INTENSIDADE DE EMISSÕES NA PRODUÇÃO DO HIDROGÊNIO A PARTIR DA ELETRÓLISE SUPRIDA POR ELETRICIDADE DA REDE ELÉTRICA



Fonte: Adaptado de IEA (2023a)

Observa-se que em termos de emissões o Brasil é muito competitivo quando comparado à média mundial, ao grupo de países do G7 e ao cenário mundial Net Zero 2030 (NZE²) projetado em IEA (2023a).

COMPETITIVIDADE DAS ROTAS

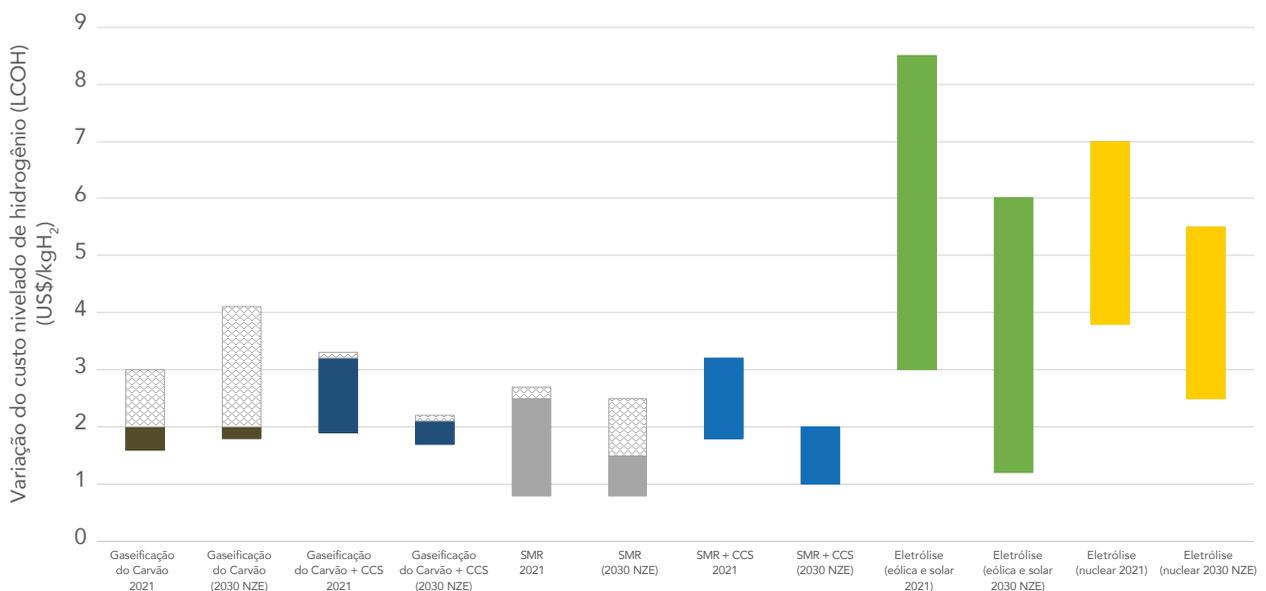
No contexto da economia do hidrogênio, determinar o custo nivelado de produção é essencial para identificar as opções capazes de garantir

2. O Cenário Net Zero projetado pela IEA é aquele que leva em consideração o alcance das metas definidas pelos países no Acordo de Paris para que o mundo zere as emissões líquidas de gases do efeito estufa.

maior atratividade aos investimentos. O custo nivelado de hidrogênio (LCOH, sigla em inglês para *Levelized Cost of Hydrogen*) para cada uma das tecnologias está muito associado ao nível de maturidade tecnológica e aos impactos econômicos dos insumos necessários.

A Figura 5 apresenta o LCOH para as tecnologias de produção mais maduras, de 2021 à projeção de 2030, com e sem adição de penalizações pela emissão de CO₂.

FIGURA 5 - CUSTO NIVELADO DE HIDROGÊNIO PARA DIFERENTES TECNOLOGIAS



Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2023a)

Observa-se que, no caso das rotas dominantes do mercado hoje, ou seja, do hidrogênio produzido a partir do gás natural por SMR (62%) e do carvão por gaseificação (19%), os custos podem variar de 0,8 a 2,7 US\$/kgH₂ e de 1,6 a 3 US\$/kgH₂, respectivamente (DNV, 2022; IEA, 2023a). Desse custo, estima-se que cerca de 60% estejam associados às matérias-primas, ou seja, há uma forte dependência com os preços do gás natural no caso de SMR.

Considerando a introdução de CCS, os custos dessas alternativas passam a variar de 1,8 a 3,2 US\$/kg para SMR e 1,9 a 3,3 US\$/kg para rota da gaseificação do carvão (DNV, 2022; IEA, 2023a). Ao considerar os impactos dos conflitos na Ucrânia, que afetaram fortemente os preços do gás natural na Europa, a produção do hidrogênio por SMR, sem CCS, variou de 4,8 a 7,8 US\$/kgH₂ em junho de 2022 e de 2,9 a 4,2 US\$/kgH₂ no primeiro quadrimestre de 2023, constatando

a importante relação do custo das matérias-primas na produção de um hidrogênio de baixo custo pela rota de SMR (IEA, 2023a).

Para a produção do H₂ por meio da eletrólise conectada a fontes renováveis, os custos ainda estão elevados, devido, principalmente, ao preço

da energia elétrica, que corresponde a cerca de 70% do LCOH dessa rota (Patonia; Poudineh, 2022). Assim, além dos custos dos eletrolisadores, a tendência de redução nos custos do H₂ estará diretamente ligada à redução do custo das tecnologias de produção de energia solar e eólica. (IRENA, 2022a; Patonia; Poudineh, 2022).

Transporte e armazenamento

No ambiente, o hidrogênio se apresenta como um gás de baixa densidade e elevado poder calorífico que se traduz em uma substância mais leve para transporte, porém com maior demanda volumétrica que as alternativas fósseis. Para mitigar este efeito, o hidrogênio pode ser comprimido, liquefeito ou incorporado a outras moléculas transportadoras de energia, às custas de redução de eficiência energética.

A análise dos desafios do armazenamento e transporte do hidrogênio é crucial para avaliar sua viabilidade em larga escala. Neste contexto, a densidade gravimétrica e a densidade volumétrica são parâmetros essenciais para comparar a eficiência do armazenamento e transporte do hidrogênio com os combustíveis fósseis e outros carregadores de energia, como a amônia.

A densidade gravimétrica é uma medida da energia contida por unidade de massa. Neste aspecto, o hidrogênio é superior a todos os outros combustíveis, liberando mais energia por peso do que os

combustíveis fósseis. Essa característica torna o hidrogênio especialmente vantajoso para aplicações onde o peso é um fator limitante, como no transporte aéreo ou espacial.

A densidade volumétrica, por outro lado, indica a quantidade de energia por unidade de volume. Nesse quesito o hidrogênio apresenta desafios notáveis, sobretudo na sua forma gasosa. Seu baixo desempenho em termos de densidade volumétrica ressalta as dificuldades no armazenamento e transporte, exigindo tanques de armazenamento maiores ou altas pressões para conter

uma quantidade considerável de energia.

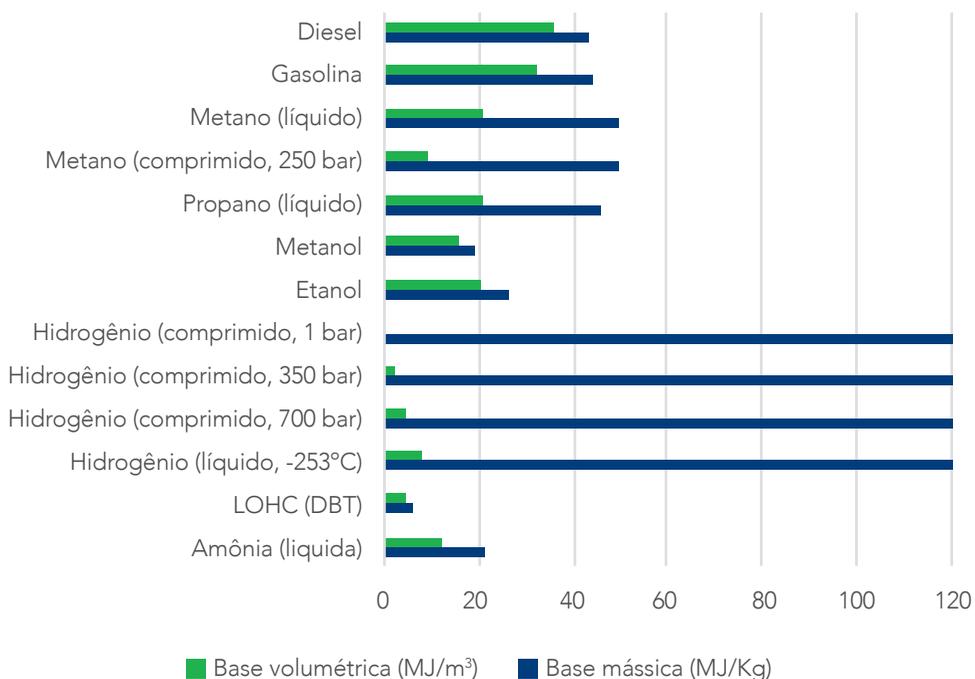
Uma das vantagens dos combustíveis fósseis que os leva a dominar as aplicações de transporte e energia está relacionada a sua densidade volumétrica muito superior a do hidrogênio. Isso implica que eles podem armazenar mais energia em um espaço menor, tornando o armazenamento e o transporte mais fáceis e eficientes.

Nesse cenário, a amônia se apresenta como alternativa. Como carregador de hidrogênio, a amônia pode ser mais facilmente liquefeita do que o hidrogênio, o que melhora significativamente sua densidade volumétrica. Essa caracte-

rística a torna uma opção mais viável para o transporte de longa distância e armazenamento de hidrogênio, especialmente em comparação com o hidrogênio gasoso.

A Figura 6 apresenta os parâmetros de densidade gravimétrica e volumétrica, com base no poder calorífico inferior, para comparar soluções normalmente utilizadas como combustível e as diferentes formas de armazenamento e transporte do hidrogênio puro e de outros compostos que contêm hidrogênio na estrutura molecular e são visados como soluções sustentáveis para a substituição dos combustíveis fósseis.

FIGURA 6 - PARÂMETROS DE DENSIDADE GRAVIMÉTRICA E VOLUMÉTRICA PARA DIFERENTES ALTERNATIVAS



Fonte: Adaptado de Castro et al. (2023)

ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO

Hidrogênio gasoso

Em estado gasoso, o hidrogênio é possível de ser transportado por caminhões com vasos de pressão e gasodutos. O transporte por caminhões é uma modalidade bastante comum, dado os reduzidos custos de implantação e a menor complexidade técnica. No entanto, o volume limitado de cargas e os custos e emissões adicionais relativos aos combustíveis fósseis utilizados pelo modal rodoviário, reduz a escalabilidade dessa solução, fazendo com que geralmente se destine à distribuição de pequenas quantidades de hidrogênio a curtas distâncias. (DNV, 2022).

Já os gasodutos oferecem ganhos de escala significativos, caracterizados por um grande volume de investimento inicial e custos marginais baixos na operação. Eles também facilitam a integração da variabilidade na produção de hidrogênio com as demandas de aplicações que necessitam de um suprimento contínuo. Essa integração é alcançada ajustando a pressão de operação dentro de um intervalo definido pelo valor máximo suportado pelo gasoduto e o mínimo exigido pelo consumidor final (*offtaker*). Assim, é possível fornecer uma vazão de gás que temporariamente supera a produção, reduzindo a pressão no sistema, ou o contrário, dependendo da demanda. (BNEF; IGU; SNAM, 2020).

Nesse contexto, dutos dedicados ao transporte de hidrogênio emulam sistemas de armazena-

mento de elevada capacidade (como detalhado no Box 2), apesar de existirem algumas incertezas técnicas relacionadas a redução da vida útil dos dutos, devido ao aumento do número de ciclos de pressão.

Alternativamente, o hidrogênio em estado gasoso pode ser misturado ao gás natural e transportado nas redes existentes. Esta modalidade é viável em concentrações entre 5% e 20%, dependendo dos materiais e componentes empregados na rede.

Apesar de reduzir os custos de implantação pelo aproveitamento da infraestrutura existente, a mistura de hidrogênio em gasodutos de gás natural demanda investimento com estações de injeção nos dutos de transporte e distribuição, bem como introduz custos operacionais mais altos, devido à menor densidade energética por unidade de volume do hidrogênio. (DII; Roland Berger, 2021; BNEF; IGU; SNAM, 2020).

No que tange o armazenamento em forma de gás comprimido, o hidrogênio pode ser armazenado em tanques dedicados, misturado ao gás natural ou no subsolo.

O armazenamento em subsolo, em que são utilizadas formações geológicas como cavernas de sal, aquíferos ou campos de gás esgotados (reservatórios porosos), ainda possui baixa maturidade tecnológica e não suporta pressões elevadas, mas permite o acúmulo de grandes quantidades de gás devido a existência de grandes reservatórios. Dessa forma, é adequado para aplicações de armazenamento de grande

quantidade de energia por longos períodos.

No caso dos tanques, há a necessidade de materiais especiais a depender da pressão e disponibilidade de espaço de armazenamento. Para pressões abaixo de 200 bar utiliza-se o aço, material comumente utilizado em aplicações industriais quando o hidrogênio é empregado como insumo ou gás de processo e não existem relevantes limitações de espaço. Para pressões maiores utilizam-se materiais compósitos, sendo uma camada interna de alumínio (tipo III) ou polímero (tipo IV) impermeável ao hidrogênio, e uma camada externa em fibra de carbono para garantir resistência mecânica. Como exemplo, em aplicações veiculares o hidrogênio é armazenado com pressão entre 350 e 700 bar, motivando a necessidade do uso de tanques compósitos.

H₂ Líquido (LH₂)

O hidrogênio é liquefeito por resfriamento a temperaturas abaixo de -253°C e, nesse estado, pode ser armazenado em tanques dotados de isolamento térmico, reduzindo a evaporação do líquido e a consequente liberação de vapor de H₂ para a atmosfera.

Apesar da liquefação consumir cerca de 30% do conteúdo energético do H₂, demandando uma quantidade de energia cerca de 10 a 20 vezes maior do que a compressão e, portanto, tenha custos associa-

dos, em certos contextos, o transporte e armazenamento de hidrogênio líquido podem ser mais econômicos devido à redução do volume necessário.

A vantagem do hidrogênio em estado líquido alcançar densidades mais elevadas à pressão atmosférica, em comparação com seu estado gasoso³, é fundamental em diversas aplicações, especialmente aquelas onde o espaço e o peso são críticos.

Uma das maiores vantagens é sua densidade energética significativamente mais alta por unidade de volume em comparação com o estado gasoso. Isso permite armazenar uma quantidade maior de energia em um espaço menor, tornando-o ideal para setores onde a eficiência do espaço é crucial.

Além disso, a maior densidade do hidrogênio líquido se traduz em uma redução do espaço necessário para armazenamento e facilita o transporte de a longas distâncias, uma consideração importante para sua distribuição e uso em larga escala.

Em sistemas como células a combustível, o hidrogênio líquido pode também oferecer melhor desempenho operacional. A taxa de fluxo eficiente e a reatividade melhorada em comparação com o hidrogênio gasoso podem aumentar a eficiência energética desses sistemas.

3. A densidade do H₂ líquido saturado a 1 bar é de 70,9 kg/m³, contra 0,089 kg/m³ no estado gasoso.

BOX

Dutos dedicados de hidrogênio como alternativas de transporte e armazenamento

Uma das principais preocupações associadas ao transporte de H_2 por meio de gasodutos existentes reside na interação entre o gás e o material que compõe a estrutura da linha. Fenômenos como a fragilização pelo H_2 e a corrosão representam riscos significativos para a integridade do sistema, podendo resultar em limitações no grau de pureza e na quantidade de H_2 transportado. Esses efeitos podem impor restrições operacionais que afetam o desempenho do transporte de H_2 ao longo da infraestrutura e impactar o usuário.

Diante desse desafio, estão sendo exploradas alternativas inovadoras, como a solução de transporte de H_2 no estado gasoso por meio do Duto Compósito Flexível (FCP, do inglês Flexible Composite Pipe). Esse duto é confeccionado a partir de fibras de vidro, aramida ou carbono, combinadas com uma matriz polimérica, cuja principal vantagem é a ausência de riscos ligados à corrosão ou fragilização pelo H_2 . Essa particularidade, em comparação com gasodutos de aço com mistura de H_2 , viabilizam o transporte de concentrações mais elevadas, permitindo atingir maior capacidade energética com uma notável flexibilidade das características operacionais. Além disso, o menor peso do Duto Compósito Flexível (FCP), equivalente a apenas 40-50% dos dutos de aço convencionais, otimiza significativamente o consumo de recursos no transporte.

Todavia, ainda existem desafios, sendo um dos principais a alta permeabilidade dos FCP em comparação com os dutos de aço, especialmente em condições de alta pressão e temperatura. A tecnologia atual não permite transporte do H_2 em sua fase líquida, apenas gasosa. Além disso, os FCP são eletricamente não condutores, o que pode criar o risco de acúmulo de carga eletrostática, uma questão crítica de segurança somada ao fato que são mais frágeis contra incêndios, representando um risco adicional em caso de incidentes.

Destaca-se que esta tecnologia ainda está em desenvolvimento, e mais pesquisas e testes são necessários para tornar essa uma opção mais atrativa para o transporte de H_2 . Ambos os métodos apresentam vantagens e desvantagens, contudo, a escolha entre eles dependerá, além da viabilidade econômica, das prioridades, requisitos e desafios específicos do projeto em questão.

É importante ressaltar que, enquanto o hidrogênio líquido tem essas vantagens, também existem desafios associados, como a necessidade de manutenção de temperaturas extremamente baixas para mantê-lo em estado líquido, o que requer isolamento térmico

especial e sistemas de refrigeração, aumentando a complexidade e os custos. É também importante destacar que o H_2 líquido tem características de segurança diferentes do H_2 gasoso comprimido. Um vazamento de H_2 gasoso comprimido em ar livre, dissipa-se

rapidamente pelo fato do H_2 ser mais leve que o ar, enquanto um vazamento de hidrogênio líquido congela o ar circundante, tornando-se um gás pesado e podendo se acumular no solo por algum tempo.

Nesse sentido, a liquefação é um processo que ainda precisa de aprimoramentos tecnológicos para contribuir com a redução dos custos de energia necessário para melhorias na segurança do seu manuseio.

Carreadores orgânicos líquidos de hidrogênio

Os carreadores orgânicos líquidos de hidrogênio, ou Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), em inglês, são caracterizados por serem compostos orgânicos capazes de armazenar hidrogênio em sua estrutura molecular e liberá-lo quando necessário. Esses compostos são geralmente hidrocarbonetos ou outras moléculas orgânicas que podem ser quimicamente modificadas para absorver e liberar hidrogênio. Como vantagem, esses podem ser armazenados e transportados em forma líquida em condições próximas à pressão e temperatura ambiente.

Dessa forma os LOHC podem ser empregados para absorver, armazenar e transportar o H_2 , liberando-o no local do uso final. É importante destacar que o transporte por carreadores envolve consumo de energia e custos adicionais de conversão na origem e recon-

versão no destino, a menos que o LOHC seja diretamente usado em algum processo (DNV, 2022).

Amônia

A amônia possui densidade de energia por volume mais alta do que o H_2 líquido, vide Figura 6, e pode ser armazenada e transportada como líquido a cerca de -33°C a 1 bar, ou a temperatura ambiente a pressões entre 5 e 15 bar. Deste modo, a amônia pode ser transportada a baixo custo por dutos, navios, caminhões e outros meios de transporte a granel. A ressalva é que a síntese da amônia e sua subsequente desidrogenação para liberar hidrogênio demandam significativo consumo de energia (DNV, 2022).

Comparando amônia e os LOHC, na maior parte dos casos, a hidrogenação e a desidrogenação da amônia requer mais energia, no entanto, a quantidade de hidrogênio obtida por litro da substância é maior. Pegando como exemplo o LOHC tolueno-metilciclohexano (MCH), observa-se um volume de H_2 extraído por litro de MCH 50% a 70% menor do que o volume extraído de um litro de amônia (DNV, 2022).

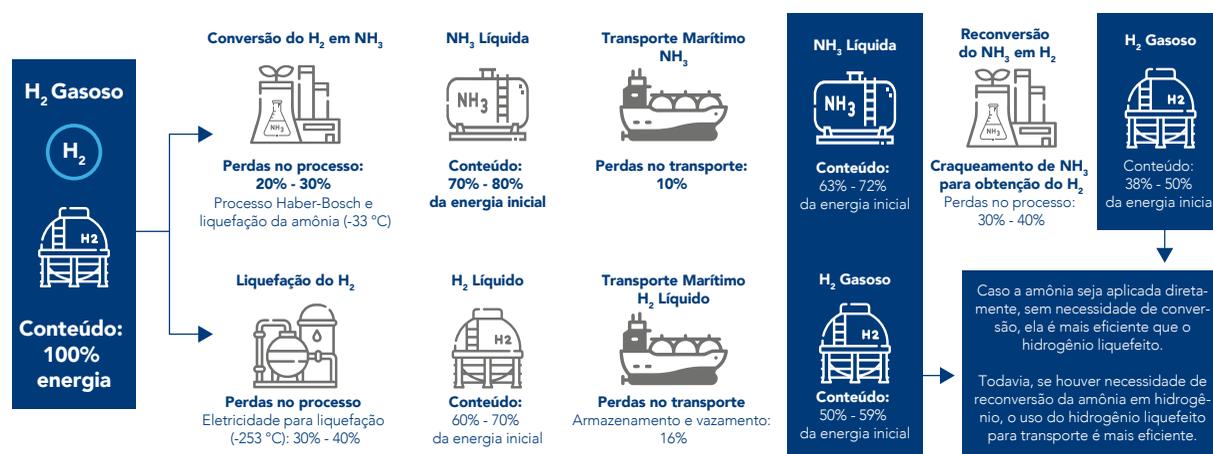
Outro aspecto positivo em relação à amônia é que essa já dispõe de uma cadeia de produção e logística madura, é diretamente empregada em diferentes processos industriais, notavelmente na produção de fertilizantes

nitrogenados, além de ser objeto de muitas pesquisas direcionadas à sua aplicação como combustível de uso direto em máquinas térmicas, como turbinas e motores a combustão interna. O lado negativo do uso da amônia está nos riscos associados à sua toxicidade, o que impõe cautela no manuseio dessa substância (DNV, 2022).

Outra análise que pode ser comparada sob a

ótica da eficiência dos processos de conversão, transporte, armazenamento e reconversão é a do uso da amônia versus o hidrogênio liquefeito, como pode ser visto na Figura 7. Observa-se que a reconversão do hidrogênio para o estado gasoso, a partir do H_2 líquido, é mais eficiente que a partir da amônia. Todavia, considerando as possibilidades de uso direto, a amônia se apresenta como uma opção mais vantajosa (Deloitte, 2023b; Wijayanta et al., 2019).

FIGURA 7 - ANÁLISE COMPARATIVA DO USO DO H_2 LÍQUIDO E AMÔNIA NO TRANSPORTE DE H_2



Fonte: Adaptado de Deloitte (2023b)

Metanol

Aproximadamente 13 milhões de toneladas de hidrogênio são empregadas anualmente na produção de metanol, uma substância líquida em condições ambiente, essencial na produção de diferentes compostos químicos como, por exemplo, plásticos e revestimentos industriais.

Semelhante à amônia, o metanol apresenta riscos substanciais à saúde e segurança devido à sua toxicidade e inflamabilidade (DNV, 2022). Sua vantagem como carregador de hidrogênio se deve ao fato de ser um composto, líquido a temperatura e pressão ambiente, que apresenta maior densidade volumétrica que o hidrogênio líquido e a amônia, vide Figura 6, emergindo assim como uma alternativa altamente viável para o armazenamento e transporte eficientes (DNV, 2022).

Seu transporte internacional se baseia principalmente no uso de embarcações marítimas especializadas. Além disso, para o transporte regional, as principais opções são via caminhões tanques e sistema de dutos dedicados, os quais apresentam vantagens e desafios semelhantes ao transporte do H₂ comprimido.

Por fim, semelhante à amônia, o metanol também está sendo pesquisado como combustível de uso direto, particularmente em motores a combustão interna para uso em transporte pesado. Nesse contexto, as vantagens do metanol estão ligadas a uma

infraestrutura de abastecimento existente e aos custos mais baixos para a construção dos tanques de armazenamento, tanto nos veículos quanto nos locais de abastecimento (DNV, 2022).

USO DIRETO VERSUS RECONVERSÃO

Aliado às particularidades de transporte da molécula, a forma mais conveniente depende da quantidade a ser transportada, da distância a ser percorrida e do tipo de uso final do combustível. Diversas aplicações ainda tenderão a utilizar o hidrogênio em sua forma pura e gasosa. Todavia, há aplicações cujo uso dos carregadores tendem a ser mais vantajosos.

De maneira geral, o uso direto dos compostos carregadores de hidrogênio é preferível quando a aplicação considerada o permite, sendo dessa forma a eficiência global da rota (produção até utilização) maior do que seria possível com o processo de reconversão para hidrogênio.

Isto se dá pois há um dispêndio de energia na obtenção do hidrogênio por conversão dessas moléculas. Por exemplo, a reconversão de amônia em hidrogênio implica em um consumo energético de 7 a 18% da energia original do hidrogênio, que pode ser evitado através do uso direto para geração elétrica em células a combustível, turbinas ou motores a combustão adaptados ao funcionamento com amônia (DNV, 2022).

Caso a reconversão seja mandatória, os custos econômicos e energéticos podem tornar o transporte da molécula de H₂ em estado líquido mais vantajoso, apesar da liquefação consumir em torno de 20 a 40% da energia do hidrogênio.

Em relação aos LOHC, a reconversão em hidrogênio puro consome entre 35 e 40% da energia do hidrogênio. Todavia, é importante salientar que as aplicações diretas de LOHC, sem reconversão, são numerosas, incluindo usos energéticos (produção de calor e/ou eletricidade) e não energéticos (emprego como insumos de processos químicos, na

produção de fertilizantes ou em outras aplicações industriais).

Várias dessas aplicações já existem e contam com uma cadeia produtiva madura sobre a ótica tecnológica e logística, mas atualmente dependem de insumos de origem fóssil, que podem ser convenientemente substituídos por compostos produzidos a partir de hidrogênio de baixo carbono. Nesses casos, evitar a reconversão dos compostos carreadores para hidrogênio e os custos econômicos e ambientais atrelados a isso apresenta a vantagem de substituir combustíveis fósseis de forma mais eficiente.

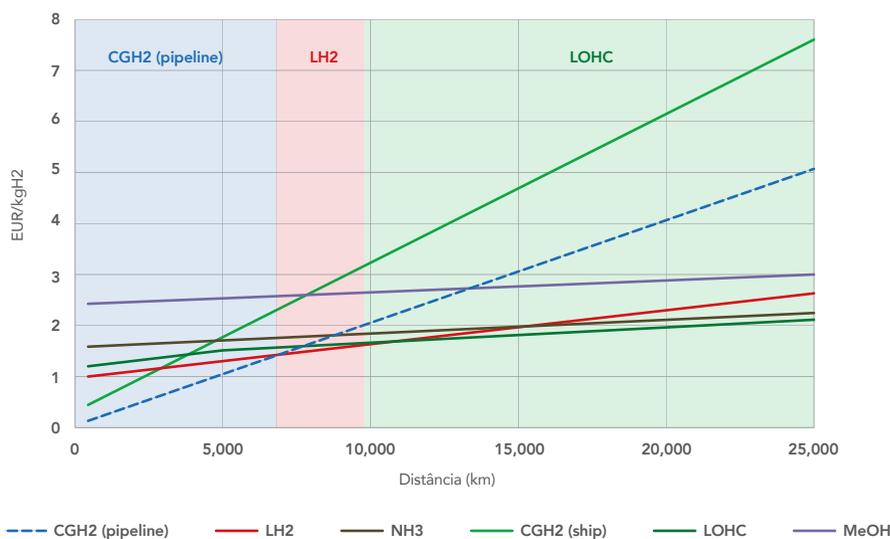
COMPETITIVIDADE DAS MODALIDADES DE TRANSPORTE

A avaliação da competitividade das diversas modalidades de transporte de hidrogênio deve considerar uma série de parâmetros-chave decisivos. Estes incluem a eficiência e as perdas inerentes a cada método, os custos associados à infraestrutura, armazenamento e transporte, assim como os custos de processamento necessários para a conversão e recuperação do hidrogênio. Essas variáveis são fundamentais para compreender a viabilidade econômica e técnica das opções de transporte disponíveis. Além disso, a distância entre os pontos de produ-

ção e consumo de hidrogênio desempenha um papel crucial na determinação da modalidade mais adequada, influenciando diretamente na competitividade de cada alternativa.

Essa questão faz com que a decisão de investimento entre as alternativas seja pautada em aspectos como maturidade tecnológica, viabilidade técnica, econômica e ambiental, bem como perspectivas futuras de desenvolvimento do mercado que podem ampliar ou reduzir os riscos. Neste sentido, a Figura 8 busca ilustrar a competitividade econômica de diferentes alternativas de transporte do hidrogênio de acordo com Cebolla et al. (2022).

FIGURA 8 - CUSTO DE DIFERENTES ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE DE HIDROGÊNIO COM A VARIAÇÃO DA DISTÂNCIA (CONSIDERANDO BAIXOS CUSTOS DE ELETRICIDADE ESTIMADOS PARA 2030)



Fonte: Cebolla et al. (2022)

Observa-se que o transporte de hidrogênio gasoso comprimido (CGH₂, do inglês *Compressed Gaseous Hydrogen*) em dutos é, geralmente, a opção mais barata se o hidrogênio precisar ser transportado por distâncias inferiores a 6500km. Para distâncias maiores, notadamente quando envolve localidades separadas por barreiras geográficas como oceanos ou cordilheiras, o transporte como H₂ líquido passa a ser considerado uma alternativa potencial, assim como amônia e LOHC.

Em relação à distribuição local, os dutos também

podem ser vantajosos e econômicos para grandes volumes de hidrogênio, haja vista que para viabilizá-los o consumo precisará ser elevado. Para pequenas quantidades e distâncias reduzidas, o transporte por meio de caminhões normalmente constituem a opção mais barata. Pelo gráfico, observa-se ainda que à medida que a distância de transporte aumenta, o custo do transporte de hidrogênio por duto aumenta mais rapidamente do que o custo de alternativas de transporte líquido, como a amônia, LOHC e o hidrogênio líquido, e isso se justifica pela necessidade de um número maior de estações de compressão.

Aspectos de segurança na cadeia produtiva do hidrogênio

Os exemplos de amônia e metanol, produtos amplamente usados em escala industrial e de tecnologia conhecida, ilustram a importância da compreensão das distinções de características dos materiais com um viés de segurança de processo para garantir um posicionamento das unidades de produção que viabilize a gestão adequada de riscos.

O hidrogênio é um produto amplamente aplicado na indústria química e, portanto, utilizado em um ambiente industrial onde a segurança de processo é um pilar importante da gestão de riscos. A segurança de processo que deve ser

considerada em operações com hidrogênio, não difere daquela aplicada a outro gás combustível – como o gás natural – porém é importante que sejam conhecidas as propriedades e principais diferenças entre esses gases.

INFLAMABILIDADE DO H₂

A principal diferença entre os gases hidrogênio e gás natural do ponto de vista de segurança de processos, é o risco de explosão. O hidrogênio é um gás mais reativo, com faixa de inflamabilidade mais ampla (de 4% até 75%) e cujo impacto da explosão (quando em determinadas concentrações) é mais severo que o das que são originadas a partir de gás natural. No entanto, misturas contendo até 16% de hidrogênio, se ignitadas, têm comportamento explosivo similar ao gás natural.

BAIXA DENSIDADE DO H₂

Uma característica do hidrogênio passível de ser explorada para mitigação dos riscos é a sua baixa densidade (0,0898 kg/m³), o que promove o comportamento ascendente deste gás e o conseqüente acúmulo junto ao teto das instalações. Com esta característica, projetos com tetos elevados, bem ventilados, livres de obstruções e com facilidade de abertura aumentam a segurança da instalação no caso de explosão.

Ainda acerca da baixa densidade, taxas de vazamento de hidrogênio são mais altas, quando comparadas com gás natural, para um mesmo tamanho de furo. Desta forma, juntas soldadas devem ser priorizadas ao invés

de flangeadas, onde vazamentos são mais frequentes. Adicionalmente, o sistema de detecção de vazamentos deve ser otimizado para identificação ocorrências ainda em fase inicial. No que tange à ignição, destaca-se que a detecção da chama de H₂ exige tecnologias específicas quando comparado com o gás natural, uma vez que a chama gerada pelo hidrogênio é invisível a olho nu.

Devido à sua baixa densidade, o hidrogênio é comumente armazenado e transportado sob alta pressão ou liquefeito a fim de maximizar a energia contida. Por ser uma molécula muito pequena, o hidrogênio permeia a estrutura metálica do recipiente (tanque ou duto), levando a uma fragilização do material e incremento do risco de vazamento ou ruptura.

Em empreendimentos novos, é fundamental a escolha e projeto de materiais adequados e de alta qualidade para o manuseio do hidrogênio sob alta pressão ou liquefeito, tais como aço inoxidável 316, polímeros especiais (à base de poliamida) ou reforçados com fibra de carbono.

Destaca-se, portanto, que apesar dos desafios, sistemas que manuseiam hidrogênio podem ser projetados de forma tão segura quanto os que operam com gás natural.

Uso final e a transversalidade do hidrogênio e seus derivados

O hidrogênio, como um vetor energético versátil, apresenta um potencial notável para armazenar, transportar e fornecer energia de maneira eficiente e sustentável para uma ampla gama de aplicações.

O hidrogênio e seus derivados, apesar dos desafios ligados à competitividade e maturidade tecnológica, destacam-se não apenas pelas oportunidades em aplicações já existentes, mas também pelos novos usos emergentes.

Esse vetor energético já figura em diferentes setores, como no processo de refino, na produção de amônia e metanol, bem como no uso (ainda limitado) na indústria de ferro e aço. No entanto, a transição para um hidrogênio de baixo carbono enfrenta desafios significativos, abrangendo eficiência, custo e infraestrutura. Essas questões ressaltam a necessidade contínua de inovação e aprimoramento nas tecnologias e métodos existentes.

Em contrapartida, nos usos emergentes do hidrogênio, observa-se um campo em expansão à medida que as tecnologias amadurecem. O setor de transporte, em particular, oferece um terreno fértil para a inovação com hidrogênio. Tem-se em vista o potencial de desempenhar um papel crucial em diversas modalidades, incluindo transporte rodoviário, aviação - por meio de combustíveis de aviação sustentáveis (SAFs) - e transporte marítimo. Essas áreas

exigem o desenvolvimento de novas tecnologias e infraestruturas de abastecimento.

Além disso, existem outras aplicações emergentes do hidrogênio que, embora menos promissoras em termos de adoção em larga escala, mostram viabilidade em ambientes específicos, como na geração e armazenamento de energia elétrica e em sistemas de aquecimento. Estes usos enfrentam desafios que vão desde a eficiência energética até a integração com as redes elétricas e sistemas de aquecimento existentes, destacando a complexidade e o potencial diversificado do hidrogênio no panorama energético atual.

DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA OS USOS EXISTENTES DO HIDROGÊNIO

Naturalmente, os mercados existentes e mais maduros tendem a ser os principais focos para descarbonização do hidrogênio no curto prazo. Apesar de ainda haver uma lacuna de custo para concretização dessa transição, nesses mercados há menor necessidade de investimentos para substituição do hidrogênio fóssil para o hidro-

gênio de baixo carbono (DNV, 2022; Deloitte, 2023b).

Nas indústrias de refino o hidrogênio utilizado é obtido majoritariamente a partir da reforma a vapor do gás natural e como um subproduto do processo de reforma catalítica de nafta (EPE, 2022b; IRENA 2022c). Logo, a descarbonização deste segmento está atrelada ao processo de CCS do hidrogênio produzido atualmente e, em caso de ampliação da demanda, às escolhas tecnológicas para produção do hidrogênio de baixo carbono.

As indústrias químicas e de ferro e aço são, em geral, intensivas em capital, com margens de lucro baixas, dependentes do custo de matérias-primas e do crescimento econômico. Assim, a transição ainda requer mecanismos que ampliem a competitividade e a percepção de valor do hidrogênio de baixo carbono (IRENA, 2022c; Deloitte, 2023b).

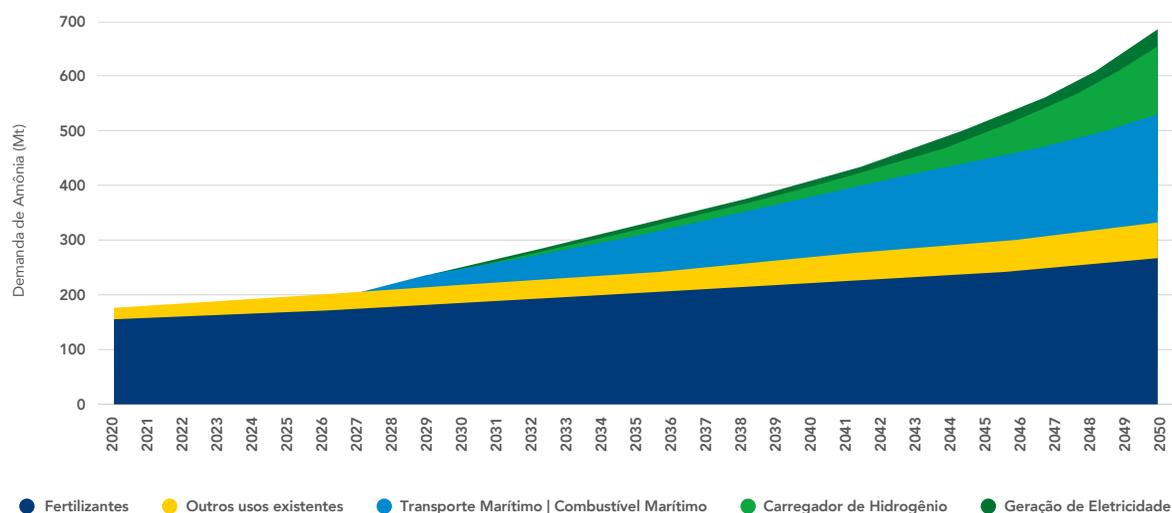
Amônia

A produção de amônia é feita pela combina-

ção do hidrogênio e nitrogênio através do processo denominado Síntese de Haber-Bosch. Atualmente, cerca de 99% da produção é oriunda de combustíveis fósseis, sendo esses reformados para produzir matéria-prima de hidrogênio, como também queimados para alimentar o processo. Destaca-se que, em 2022, a produção de amônia consumiu aproximadamente 31,8 Mt de hidrogênio (IEA, 2023b). Já o nitrogênio utilizado é obtido através da separação desse elemento do ar atmosférico (IRENA, 2022b).

No que tange ao mercado, atualmente, 85% é destinado para produção de fertilizantes e outros 15% para outras indústrias, dentre as quais se destacam as do segmento têxtil, de refrigeração, explosivos e farmacêutica. Para o longo prazo, a produção de amônia apresenta poucos desafios técnicos para promover a transição para o hidrogênio de baixo carbono. A amônia pode ser descarbonizada por meio de tecnologias existentes e maduras, mantendo ou não os combustíveis fósseis como matéria-prima, com isso, estimam-se uma diversificação das aplicações, como mostra a Figura 9 (IRENA, 2022b).

FIGURA 9 - EXPECTATIVA DE DEMANDA PARA AMÔNIA PARA 2050 NO CENÁRIO DE 1,5°C



Fonte: Adaptado de IRENA (2022b)

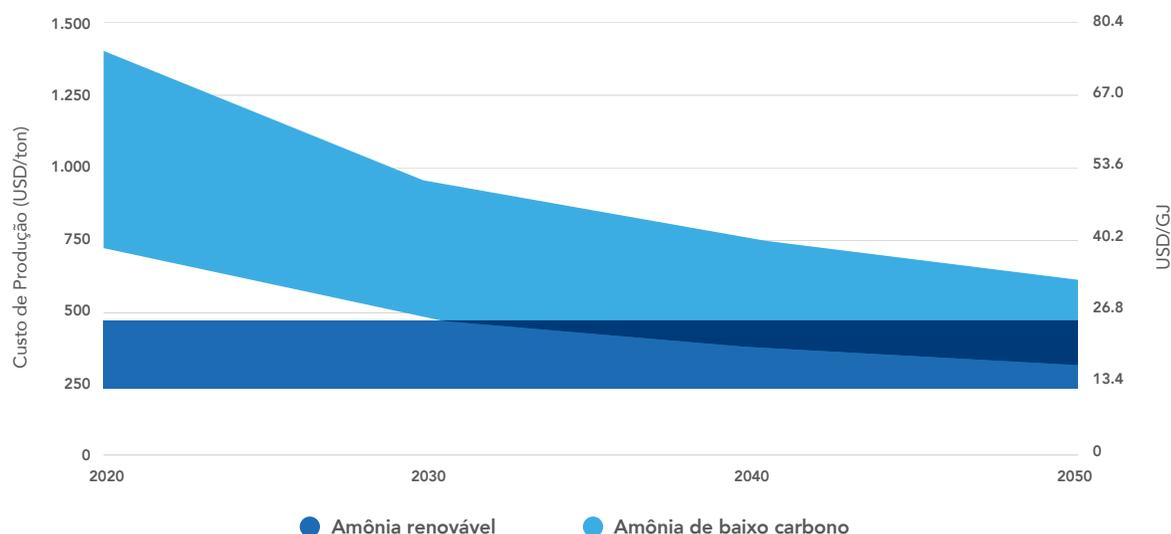
Considerando a existência de tecnologias maduras para descarbonização da produção de amônia, a principal barreira para transição das plantas existentes é o custo, tendo em vista que ainda não há incentivos econômicos que valorizem adequadamente o produto de baixo carbono. O custo da amônia renovável depende principalmente do custo do hidrogênio renovável, representando mais de 90% do custo de produção de amônia. Salienta-se que o número de horas operacionais por ano (fator de capacidade) desempenha um papel fundamental na determinação dos custos de produção, pois qualquer aumento na taxa de utilização desses ativos intensivos em capital reduz diretamente o custo do produto. Isso pode representar um

desafio para projetos que utilizam entradas de eletricidade renovável variável.

Diante dessa problemática relacionada à competitividade econômica, a Figura 10 busca apresentar uma comparação dos intervalos de preços estimados ao se considerar a rota da amônia renovável versus a amônia de baixo carbono (com insumo fóssil + CCS), cujo custo com a captura e sequestro de carbono, adiciona cerca de USD 100-150 por tonelada.

Observa-se que o custo da amônia baseada em combustíveis fósseis com baixas emissões será mais caro do que a amônia renovável de algumas novas plantas até 2050.

FIGURA 10 - COMPARAÇÃO DOS INTERVALOS DE PREÇOS ESTIMADOS AO SE CONSIDERAR A ROTA DA AMÔNIA RENOVÁVEL VERSUS A AMÔNIA DE BAIXO CARBONO



Fonte: Adaptado de IRENA (2022b)

No que tange às emissões, é importante destacar que, hoje, a produção de amônia gera cerca de 0,5 Gt de CO₂ equivalente, representando 1% das emissões globais de gases de efeito estufa. Porém, ao descarbonizar toda a cadeia de valor, a pegada de carbono da amônia renovável pode diminuir do nível atual para menos de 0,1 Gt, até 2050.

Metanol

O metanol é uma matéria-prima importante na indústria química e, em 2022, consumiu cerca de 15,9 Mt de hidrogênio fóssil (IEA, 2023b). Sua produção anual é da ordem de 98 Mt, sendo essa majoritariamente feita a partir de combustíveis fósseis, com 35% a partir do carvão e 65% do gás natural. Considerando todo o ciclo de vida, as emissões oriundas do metanol são da

ordem de 0,3 Gt, representando cerca de 10% das emissões da indústria química e 0,8% das emissões do setor energético como um todo (IRENA; Methanol Institute, 2021).

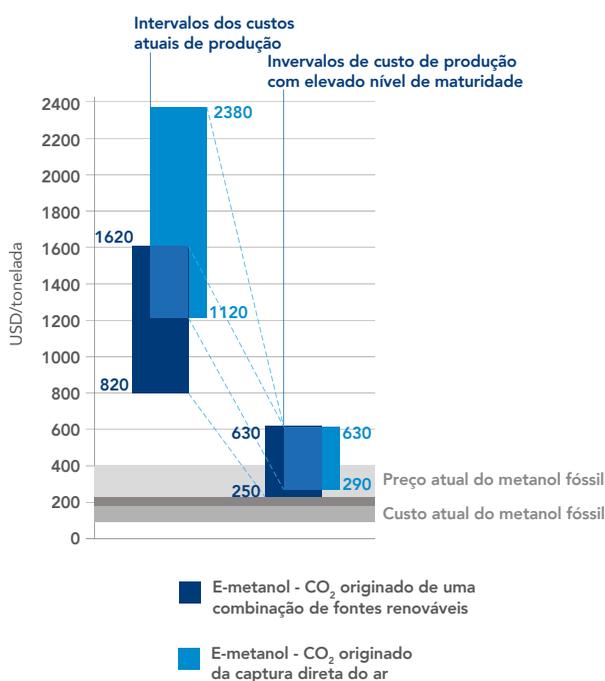
Além de suas aplicações como matéria-prima na indústria química, este insumo possui características que o posicionam como um combustível emergente, capaz de promover a descarbonização de setores como o transporte rodoviário e marítimo. Isso tem gerado cenários prospectivos de aumento da produção do metanol para atender aos novos usos.

Para isso, ao invés de ser produzido a partir de fontes fósseis, esse é obtido utilizando CO₂ capturado da biomassa [BECCS] ou captura direta de ar, e hidrogênio produzido a partir

da eletrólise da água com energia renovável – chamado de *e-metanol*.

Diante das potencialidades do metanol, também apresentadas na seção anterior, há perspectivas para o crescimento da produção de hidrogênio para este fim. Todavia para ganhar escala dependerá fortemente do ganho de competitividade, como mostra a Figura 11

FIGURA 11 - CUSTO COMPARATIVO DO METANOL DE ORIGEM FÓSSIL E DO E-METANOL



Fonte: Adaptado de IRENA e Methanol Institute (2021)

Observa-se que a principal barreira para o *e-metanol* é o custo de produção. Em decorrência disso, para viabilizar sua escalabilidade serão necessários fortes incentivos governamentais e políticas energéticas específicas.

Ferro e Aço

O setor de ferro e aço responde, atualmente, por uma parcela significativa das emissões globais do setor energético. Em 2022, o segmento da siderurgia contribuiu com aproximadamente 8% das emissões de CO₂, sendo então um setor-chave na busca pela descarbonização e pelo alcance das metas climáticas globais (IEA, 2023c).

Este é um setor intensivo em energia, cujo suprimento é feito, majoritariamente, pelo carvão (75%) que é utilizado para produção do coque que será utilizado no alto forno, como também para aquecimento do processo. Em segundo lugar está o aço produzido a partir da eletricidade (15%), sendo que 25% dessa é utilizada na alimentação dos fornos a arco elétrico para converter ferro, ferro reduzido diretamente (DRI, do inglês *Direct Reduction Iron*) e sucata em aço; os outros 75% são utilizados em processos de semiacabamento e acabamento do aço.

Adicionalmente o aço pode ser produzido com uso do gás natural, para gerar calor ou gases redutores – o que inclui 5,3 Mt de H₂ derivado do gás natural – em fornos de DRI, representando 10% da demanda total de energia do setor (IEA, 2020; IEA, 2023b).

Promover a transição energética nas indústrias siderúrgicas não é trivial, mas há diferentes caminhos. Esses incluem o aumento da eficiência dos materiais e das tecnologias, da implementação de CCS, eletrificação e uso do gás natural, hidrogênio e biomassa. Isso permite às empresas adequarem seus processos de transição energética conforme as infraestruturas existentes, de

forma gradual. Por outro lado, não impede de planejar para o médio e longo prazo, estratégias de descarbonização mais arrojadas. A Tabela 1 apresenta as principais rotas de descarbonização do processo de produção do aço utilizando o hidrogênio, os respectivos potenciais de descarbonização no médio e longo prazo e os níveis de maturidade (IEA, 2020).

TABELA 1 - ROTAS DE DESCARBONIZAÇÃO DO AÇO COM HIDROGÊNIO. SUAS PERSPECTIVAS E VANTAGENS COMPARATIVAS.

Tecnologia de Produção do Aço com H₂	Nível de Maturidade⁴ Importância para descarbonização (Estimativa de viabilidade)	Vantagens
Alto Forno (BF-BOF) Blending de H ₂ de baixo carbono com carvão	TRL 7 Média (2025)	Esse processo reduz as emissões de uso do carvão no alto forno e pode ser utilizado para promover uma transição gradual em infraestruturas já existentes dessa tecnologia.
DRI-EAF Blending de gás natural com H ₂ de baixo carbono	TRL 7 Alta (2030)	Apesar de ser cerca de 20% mais intensivo em energia do que a rota BF-BOF, emite cerca de 20% menos CO ₂ sem o uso de H ₂ . Com H ₂ de baixo carbono o processo pode ser ainda menos poluente.
H₂-DRI-EAF 100% H ₂ de baixo carbono	TRL 5 Muito alta (2030)	Com H ₂ de baixo carbono o processo DRI pode eliminar as emissões associadas a um alto-forno tradicional e as emissões associadas ao gás natural quando esse é utilizado sem CCS. Assim, tem o potencial de produzir um aço com baixíssimas emissões de CO ₂ . Para isso, dependerá predominantemente da estrutura da rede elétrica que fornece essa eletricidade.

Fonte: Elaboração própria com dados de IEA (2020) e (MUSLEMANI, 2023).

4. De acordo com (IEA, 2020), TRL 7 refere-se a uma tecnologia em estágio de demonstração pré-comercial; TRL 5 refere-se a tecnologias em que os projetos estão avaliando protótipos em larga escala.

Diante do potencial das rotas que utilizam hidrogênio para descarbonização da produção de aço, estima-se que a produção de hidrogênio para este fim deva saltar dos 5 Mt em 2022 para cerca de 23 Mt em 2050. Desse montante, cerca de 70% deverá ser originado da eletrólise da água e a parcela restante com base no gás natural, com ou sem inserção de CCS, nesse caso.

Em relação a competitividade econômica dessa rota, é importante destacar que o uso do hidrogênio de baixo carbono, especialmente aquele produzido pela eletrólise da água com energias renováveis, deverá crescer ao custo do aço um valor da ordem de 100 US\$/ton, o que corresponde a um aumento de 15% a 20% do custo total (Wu, 2022; Botelho; Bezerra, 2023).

Em suma, apesar de existente, o consumo atual do hidrogênio na siderurgia é ínfimo e oriundo majoritariamente de fontes fósseis. No entanto, há uma perspectiva positiva para a ampliação do uso do hidrogênio na siderurgia em decorrência do potencial de descarbonização.

DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA OS NOVOS USOS DO HIDROGÊNIO

Os novos usos do hidrogênio são assim denominados pelo fato desses setores não utilizarem o hidrogênio como matéria-prima ou insumo energético, ou seja, são aplicações emergentes. Dentre eles destacam-se o transporte rodoviário, marítimo, a produção de combustíveis a base de hidrogênio – os chamados derivados ou *e-fuels*, o aprimoramento de biocombustíveis, o aquecimento de alta temperatura na indústria, e o armazenamento e geração de eletricidade (IEA, 2023b).

O nível de maturidade e competitividade dessas tecnologias, bem como incertezas associadas às cadeias de valor, são barreiras que fazem com que a estimativa de uso em larga escala só ocorra após 2030. Até lá, apesar de metas e alguns mecanismos regulatórios mandatórios promoverem a inserção nesses usos, as iniciativas serão majoritariamente de projetos pilotos e demonstrativos, que têm como objetivo promover a redução de custos e o aprendizado tecnológico (IRENA, 2022c; IEA, 2023b).

O nível de maturidade e competitividade dessas tecnologias, bem como incertezas associadas às cadeias de valor, são barreiras que fazem com que a estimativa de uso em larga escala só ocorra após 2030. Até lá, apesar de metas e alguns mecanismos regulatórios mandatórios promoverem a inserção nesses usos, as iniciativas serão majoritariamente de projetos pilotos e demonstrativos, que têm como objetivo promover a redução de custos e o aprendizado tecnológico (IRENA, 2022c; IEA, 2023b).

Transporte

O setor de transporte está entre os mais promissores e importantes para inserção do hidrogênio, especialmente nos segmentos rodoviários pesados, aviação e marítimo.

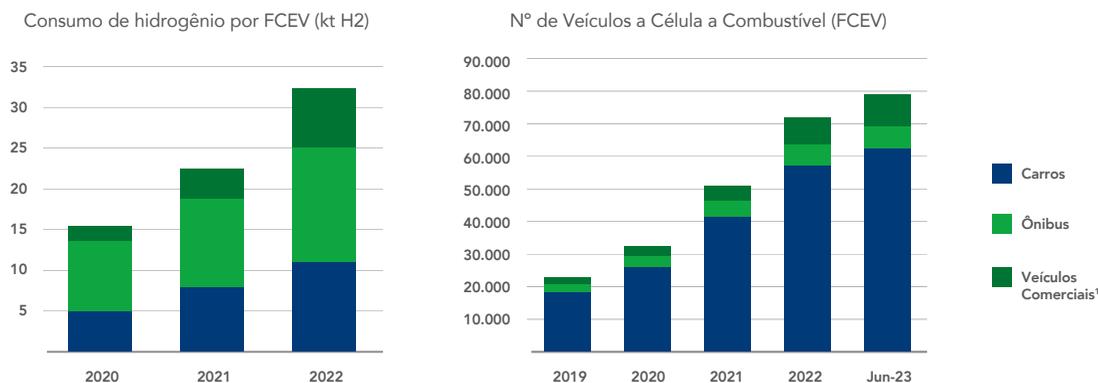
Neste sentido, estima-se que em 2030, no Cenário NZE, cerca de 8 Mt de hidrogênio serão usados diretamente no transporte, principalmente nos setores rodoviário (50%) e de navegação (45%). Além disso, outros 8 Mt de hidrogênio serão usados na produção de amônia e combustíveis sintéticos para seu uso em transporte marítimo e aviação (IEA, 2023b).

Rodoviário

O estoque e as vendas de veículos a célula a combustível (FCEV, do inglês *Fuel Cell Electric Vehicle*) têm crescido nos últimos anos e vêm sendo viabilizadas pela implantação das estações de abastecimento de hidrogênio (HRS, do inglês *Hydrogen Refueling Stations*). De acordo com IEA (2023b), em junho de 2023, havia 1100 HRS em operação, sendo 300 na China, 250 na Europa, 180 no Japão e o mesmo na Coreia do Sul.

No ano de 2022 o uso do hidrogênio no transporte rodoviário cresceu 45% em relação ao ano anterior. Atualmente, o mercado ainda é incipiente e é majoritariamente de veículos leves, porém tem crescido rapidamente o estoque e a venda de veículos pesados, especialmente na China, o que tende a acelerar a produção de hidrogênio. A Figura 12 apresenta a evolução do mercado tanto de produção de H₂ para FCEV como unidades em estoque (IEA, 2023b).

FIGURA 12 - CONSUMO DE HIDROGÊNIO EM FCEV E Nº DE VEÍCULOS VENDIDOS POR SEGMENTO



¹ Veículos Comerciais inclui caminhões pequenos, médio e grande porte

Fonte: Adaptado de IEA (2023b)

Aviação

De acordo com IEA (2023b), os combustíveis sustentáveis de aviação (SAF, do inglês *Sustainable Aviation Fuel*), incluindo combustíveis como o querosene sintético a base de

hidrogênio, estão nos níveis mais elevados de prontidão tecnológica em comparação com outras soluções potenciais para a descarbonização da aviação. O querosene sintético é compatível com os equipamentos atuais e pode substituir diretamente o combustível

de aviação fóssil sem necessidade de troca de tecnologia.

Todavia, os custos elevados de produção ainda são uma barreira significativa, limitando sua adoção a projetos pilotos ou percentuais muito baixos de mistura com os combustíveis fósseis tradicionalmente usados, geralmente feitos a partir de políticas mandatórias de descarbonização (IEA, 2023b).

Marítimo

Diversas soluções vêm sendo testadas em projetos pilotos no setor marítimo, com destaque para a combustão da amônia, do uso de células a combustível, metanol, e combustão de hidrogênio puro.

Cabe salientar que a adoção de regulamentações e políticas mandatórias para ampliar o uso de combustíveis de baixo carbono neste segmento tem sido importante para o avanço da tecnologia.

Nesse sentido, destaca-se a regulamentação criada pela União Europeia – *FuelEU Maritime*. Essa regulamentação, enquanto parte fundamental do pacote *Fit for 55* da União Europeia, inclui incentivos a adoção de alternativas de baixo carbono, bem como metas crescentes de participação desses combustíveis, partindo de 2% em 2025 para 80% em 2050 (Conselho Europeu, 2023).

NOVOS USOS (MENOS PROMISSORES)

O setor de aquecimento industrial e residencial, bem como de armazenamento e geração de energia elétrica possuem fortes concorrências com tecnologias de eletrificação e manutenção do uso do gás natural – sendo esse visto como um recurso energético de transição para tecnologias mais limpas.

Apesar disso, em localidades cuja dependência de recursos energéticos é elevada devido ao baixo potencial de geração de energia renovável, como o Japão, essas aplicações têm sido vislumbradas como parte das soluções energéticas para o cumprimento das metas climáticas firmadas no Acordo de Paris (IEA, 2023b).

No caso do setor de aquecimento, esse possui infraestruturas de transporte e distribuição de gás natural existentes e que são estruturalmente incompatíveis para substituição total para uso do hidrogênio. Entretanto, misturas em proporções de 5% a 20% têm sido avaliadas, como é o caso do Reino Unido (BNEF; IGU; SNAM, 2020).

Por fim, no caso do armazenamento e geração de energia elétrica, considera-se que haverá casos e países específicos que as soluções terão espaço. Outras tecnologias de armazenamento e geração de energia, como usinas hidrelétricas reversíveis, baterias, energia eólica e solar, que são mais maduras e eficientes, tendem a ser mais competitivas sempre que disponíveis para exploração.

E-fuels e derivados do H₂

A ligeira redução do consumo nas aplicações atualmente dominantes (refinarias e produção de amônia para fertilizantes) será mais que compensada pela demanda crescente de derivados para fins energéticos.

Prevê-se que em 2050 a demanda de H₂ como matéria-prima para usos energéticos e não energéticos será mais que o dobro que a de 2020. Com isso, em 2050, deve-se observar um consumo de hidrogênio para produção de e-fuels⁵ e amônia como combustível superior ao dobro da demanda conjunta de refinarias e fábricas de fertilizantes (DNV, 2022).

Apesar de atualmente representarem categorias de demanda quase inexistentes, os derivados de hidrogênio – usados como vetores de energia – serão críticos para satisfazer as demandas de setores de difícil descarbonização, como aviação, navegação e indústria. Isso se deve ao fato que, nesses setores, a aplicação direta da eletrificação é dificultada pelo elevado consumo energético e/ou limitações de volume e peso dos sistemas de geração e armazenamento de energia.

Para contornar essa limitação, a eletricidade de origem renovável pode ser transformada em outras formas de energia, normalmente energia

química de combustíveis, por meio de processos conhecidos como Power-to-fuel, utilizados para obtenção dos e-fuels, como apresentado na Figura 13.

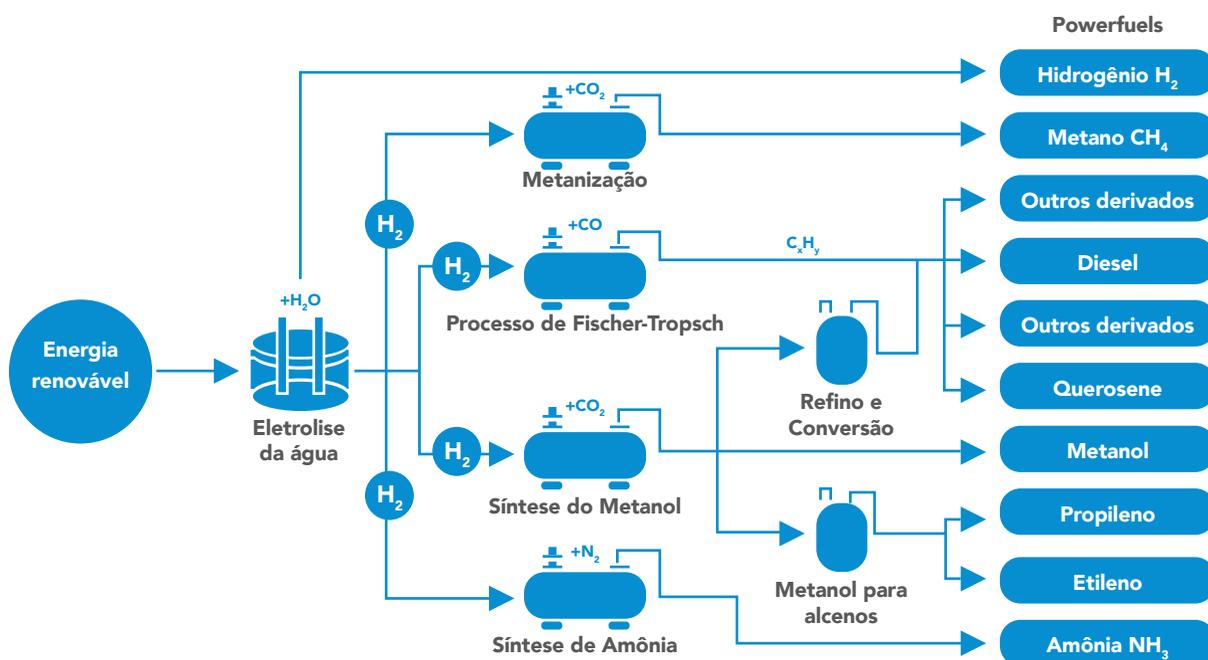
Renewable liquid and gaseous Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO)

No caso em que todos os compostos envolvidos nas reações sejam de origem renovável, mas não sejam obtidos a partir de biomassa, os combustíveis sintetizados são classificados como RFNBO, conforme definido na Diretiva 2018/2001 da União Europeia sobre a promoção do uso das fontes renováveis.

Para um combustível sintético ser classificado como RFNBO, não somente o hidrogênio deve ser obtido por meios não-biológicos (principalmente eletrólise, fotólise ou termólise da água), mas também os compostos carbonosos (normalmente CO e CO₂) devem resultar de captura direta da atmosfera ou processos industriais que não envolvam insumos fósseis ou biomassas.

5. Combustível sintético alternativo aos combustíveis fósseis, e obtido a partir de hidrogênio e dióxido de carbono

FIGURA 13 - PROCESSO POWER-TO-FUEL



Fonte: Adaptado de Dena (2023)

De acordo com a Diretiva, se o uso de um RFNBO advindo de uma determinada rota de produção garante uma redução de emissões de GEE de pelo menos o 70% em relação aos combustí-

veis fósseis, esse pode ser contabilizado como contribuição para respeitar os objetivos de penetração de energia renovável definidos nos países da União Europeia.

Combustíveis Sintéticos Renováveis

De acordo com EPE (2023a), são hidrocarbonetos produzidos artificialmente por processos termoquímicos e catalíticos, e que possuem propriedades análogas aos combustíveis fósseis e podem ser usados nos sistemas já existentes, sem necessidade de adaptação. Esses podem ser obtidos a partir de processos com reduzida pegada de carbono, tendo como principais insumos a biomassa⁶, o CO₂ advindo do processo de CCS e o hidrogênio a partir da eletrólise da água. Dentre os principais produtos, destacam-se os SAF (do inglês, Sustainable Aviation Fuel), o diesel verde, a gasolina sintética e o biometano⁷.

Na produção desses combustíveis, os melhores resultados em termos de redução das emissões de GEE e do consumo de terra e água são obtidos empregando biomassas de rejeito, como subprodutos de processos de produção de alimentos e resíduos obtidos do manejo de terras agrícolas.

Recycled Carbon Fuels (RCF)

O hidrogênio desempenha um papel importante na produção de Recycled Carbon Fuels (RCFs), que são combustíveis sintéticos produzidos a partir de carbono reciclado. O processo envolve a utilização de fontes de carbono que seriam, de outra forma, consideradas resíduos, tais como gases industriais de carbono, biomassa não reciclável ou resíduos plásticos. Em uma visão geral, o hidrogênio pode ser empregado em diferentes etapas da produção de RCFs:

Hidrogenação de Carbono Reciclado: Uma das principais abordagens para a produção de RCFs envolve a hidrogenação de carbono reciclado. Nesse processo, o hidrogênio é usado para reagir com fontes de carbono, como o carbono contido em gases residuais industriais ou biomassa. A hidrogenação reduz o carbono a hidrocarbonetos líquidos, que podem ser usados como combustíveis.

6. Destaca-se que a biomassa pode também ser fonte de carbono e hidrogênio no processo.

7. Embora o termo "combustível sintético" seja frequentemente associado a combustíveis produzidos a partir de processos químicos, como a síntese Fischer-Tropsch, o biometano, derivado de processos biológicos, também se encaixa na categoria mais ampla de combustíveis sintéticos devido à sua natureza renovável e ao processo de produção, ausente de insumos fósseis.

Processo de Gaseificação: Em outro método, materiais como resíduos plásticos ou biomassa são submetidos à gaseificação, um processo que converte material carbonáceo em gás de síntese, uma mistura de monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H₂). Este gás de síntese pode ser posteriormente processado (por exemplo, através da síntese Fischer-Tropsch) para produzir combustíveis líquidos.

Refinamento de Combustíveis Sintéticos: Uma vez produzidos os combustíveis sintéticos, o hidrogênio pode ser necessário para etapas

adicionais de refinamento. Por exemplo, no hidrotreatamento, para remover impurezas como enxofre, nitrogênio e oxigênio desses combustíveis.

A utilização de hidrogênio produzido de forma sustentável (por exemplo, hidrogênio produzido através da eletrólise da água usando energia renovável) na fabricação de RCFs pode aumentar a sustentabilidade do processo. Isso contribui para a criação de um ciclo de combustível quase neutro em carbono, onde as emissões de CO₂ são minimizadas.

PARTE

2

O desenvolvimento da economia do hidrogênio no Mundo

Demanda e potencial de mercado

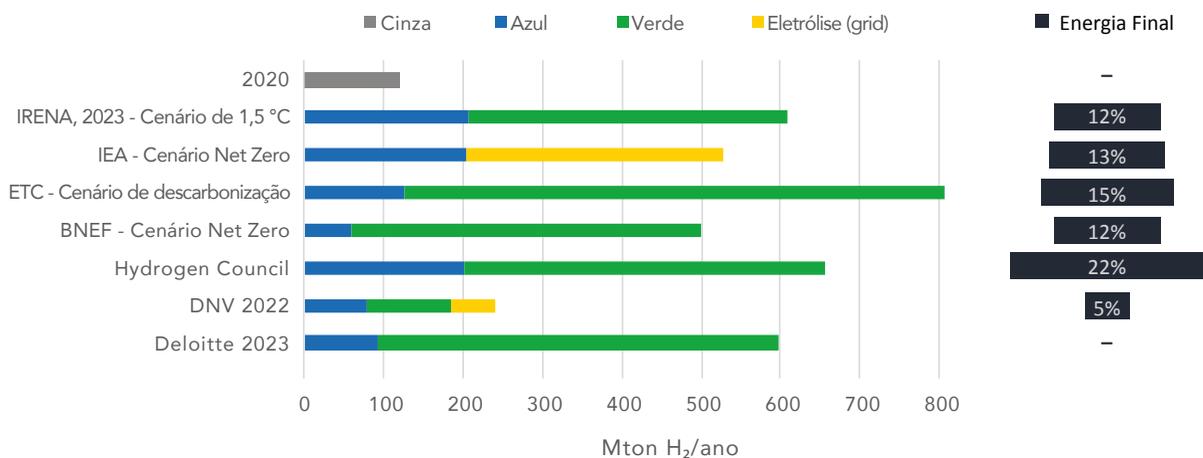
O HIDROGÊNIO SURGE COMO UM VETOR ENERGÉTICO COM GRANDE POTENCIAL PARA CONCRETIZAR A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E FREAR AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS EM VISTA DE UM CENÁRIO NET ZERO ATÉ 2050. ESTA SEÇÃO EXPLORA AS PERSPECTIVAS GLOBAIS DE OFERTA E DEMANDA, DESTACANDO QUESTÕES GEOPOLÍTICAS E ASPECTOS ESTRUTURANTES NECESSÁRIOS PARA VIABILIZAÇÃO DO MERCADO GLOBAL DE HIDROGÊNIO E SEUS DERIVADOS.

Dados da IEA (2022) estimam a produção global de hidrogênio em 94 milhões de toneladas de hidrogênio (Mt H₂), em 2021, com emissões associadas de mais de 900 Mt CO₂. Desse montante, 62% utilizam o gás natural (sem CCUS) como insumo, seguido da gaseificação do carvão, utilizada principalmente na China, com 19%, o restante deriva de processos industriais tendo o H₂ como subproduto, com 18% da produção e menos de 1% é produzido a partir de óleo. Já a produção de hidrogênio de baixo carbono, não chega a 0,7%, sendo quase toda a partir de combustíveis fósseis com CCUS e apenas 35 kt de H₂ a partir da eletrólise da água (IEA, 2022).

Apesar da produção ainda modesta, são inúmeros os cenários de demanda de energia global, onde o hidrogênio limpo aparece em quantidades significativas até 2050. A Figura 14, apresenta

os resultados de algumas destas projeções, exibindo a parcela de hidrogênio verde e azul, além da fração do H₂ projetada para demanda global de energia. O cenário da Energy Transition Commission (ETC, 2021) é o mais otimista, indicando uma demanda de cerca de 807 Mton H₂/ano para o hidrogênio azul e o verde, equivalente a 15% da demanda de energia global. A projeção feita em Hydrogen Council (2021) é um pouco mais conservadora com uma perspectiva 657 Mton H₂/ano. Esta projeção é, no entanto, a mais otimista quanto a participação do H₂ na matriz energética, com 22% da demanda global de energia. Em DNV (2022) estima-se o resultado mais conservador dentre os que foram avaliados, prevendo uma mistura de azul, verde e eletrólise conectada à rede, com aproximadamente 240 MtH₂/ano, contribuindo com somente 5% da demanda global de energia.

FIGURA 14 - PROJEÇÕES DE DEMANDA PARA HIDROGÊNIO

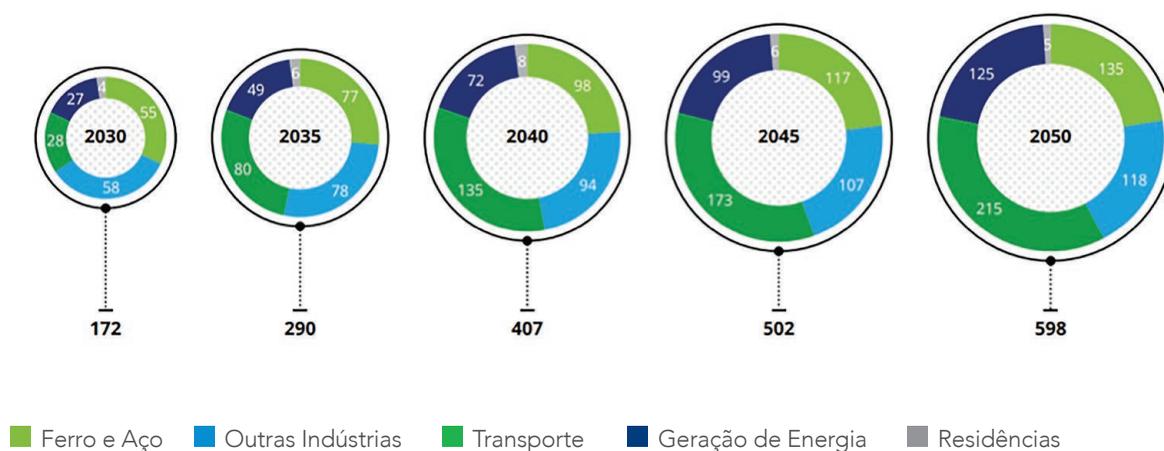


Fonte: Elaboração própria com dados de IRENA (2023a), IEA (2021), Energy Transition Commission-ETC (2021), BNEF (2023a), Hydrogen Council (2021), DNV (2022) e Deloitte (2023a).

Um dos fatores que leva aos diferentes cenários de projeção se relaciona com os diferentes níveis de maturidade das tecnologias de aplicação do hidrogênio. A Figura 15 (relacionada ao cenário de projeção da Deloitte exposto no gráfico acima) revela que se espera que a demanda de hidrogênio limpo esteja fortemente vinculada ao consumo em indústrias, incluindo a de ferro e aço, e ao setor de transporte, correspondendo, respectivamente, a 42% e 36% da demanda estimada até 2050.

O cenário também destaca a relevância do H₂ no armazenamento de energia, garantindo flexibilidade ao sistema elétrico, com cerca de 20% da demanda prevista para 2050, ou 125 MtH₂eq. A consultoria prevê um papel limitado para a mistura do H₂ ao gás natural, especialmente pela expansão da eletrificação em diferentes setores, substituindo rapidamente o consumo de gás natural. Questões de segurança e eficiência também limitam o uso de hidrogênio neste setor.

FIGURA 15 - PROJEÇÃO DO CRESCIMENTO DA DEMANDA POR HIDROGÊNIO NOS DIVERSOS SETORES

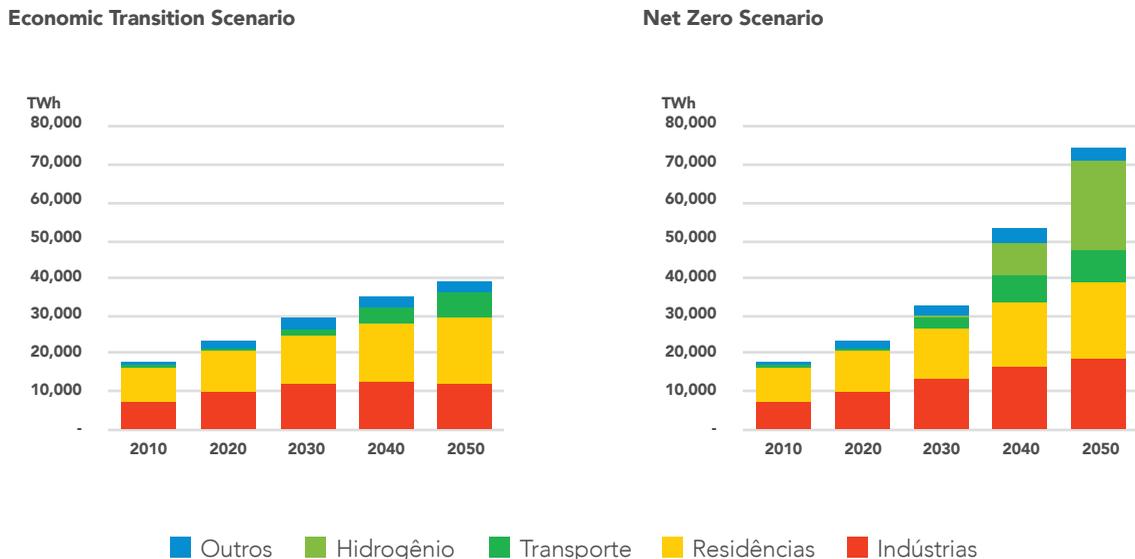


Fonte: Adaptado de Deloitte (2023a)

A prevalência da rota da eletrólise nas projeções traz impactos relevantes para a produção global de energia elétrica, sobretudo nos cenários de net zero. O cenário de net zero da Bloomberg projeta para 2050 uma produção global de eletricidade de mais de 70.000 TWh/ano, mais que o triplo da demanda atual. Como mostra a Figura 16, cerca de 23.000 TWh desse montante seriam destinados à eletrólise do H₂.

De fato, confirmado o cenário Net Zero com estimativa de 88% do H₂ produzido a partir da eletrólise, este vetor energético representará a maior demanda de eletricidade no mundo. Por outro lado, o cenário de transição econômica, onde se prioriza tecnologias com menor custo, flexibilizando a resposta às mudanças climáticas, revela um papel quase insignificante para o H₂.

FIGURA 16 - PROJEÇÃO DO CRESCIMENTO DA DEMANDA DE ELETRICIDADE PARA O HIDROGÊNIO COMPARADO AOS OUTROS SETORES EM DOIS POSSÍVEIS CENÁRIOS

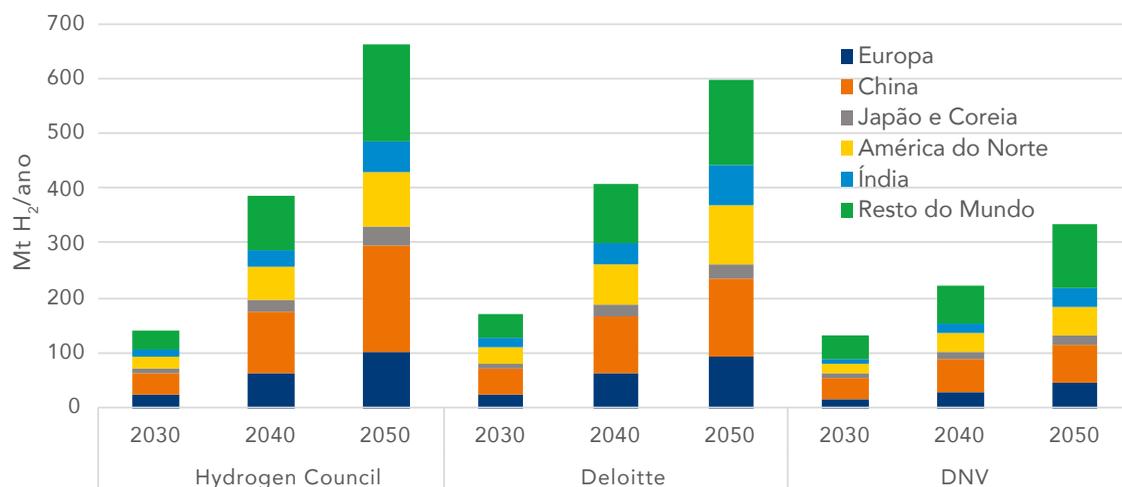


Fonte: Adaptado de BNEF (2023a)

Apesar da penetração do hidrogênio nos diversos setores da economia, há uma grande disparidade entre as regiões do mundo que irão demandá-lo como vetor energético. Na Figura 17 é possível observar a projeção da demanda de hidrogênio por região para os anos de 2030, 2040 e 2050, realizada por três instituições. As três projeções apresentam tendências parecidas de crescimento para as diversas regiões. A China,

como o maior consumidor mundial de energia primária, provavelmente será o maior mercado individual para hidrogênio limpo até 2050, com uma média de 26% do total. Em seguida, vêm a Europa com 15%; a América do norte com 16%; a Índia com 9%; e Japão e Coreia do Sul com 6% da demanda, na média entre as projeções. O restante do mundo, representará cerca de 28 % da demanda combinada.

FIGURA 17 - PROJEÇÃO DA DEMANDA GLOBAL DE HIDROGÊNIO POR REGIÃO



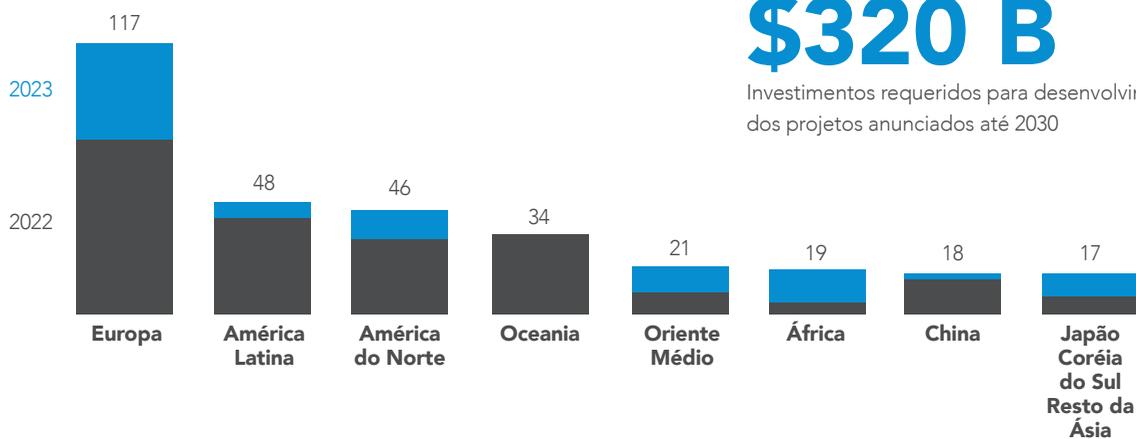
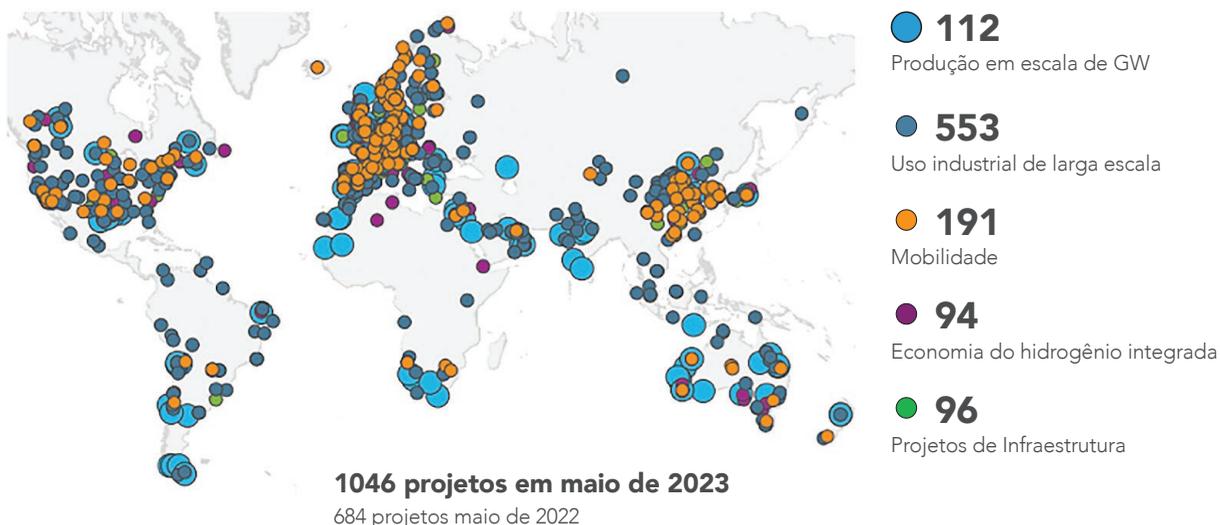
Fonte: Elaboração própria com dados de Hydrogen Council (2022), Deloitte (2023a) e DNV (2022).

*No caso da DNV, os dados dos países do Pacífico da OCDE foram incorporados à região denominada como Japão e Coreia.

Dos mais de 1.000 projetos (em escala comercial) mapeados, até janeiro de 2023, pelo Hydrogen Council, 795 pretendem estar operacionais até 2030. Este portfólio representa um investimento direto total de USD 320 bilhões nas cadeias de valor do hidrogênio, dos quais, USD 117 bilhões, serão investidos pela Europa. A América Latina e a América

do Norte vêm em seguida, com investimentos de aproximadamente USD 150 bilhões até 2030, cada uma contribuindo com cerca de 15% do total. Ambas, planejam juntas cerca de 112 projetos com mais de 1GW, sendo, 91 renováveis e 21 focam em hidrogênio de baixo carbono. A Figura 18 apresenta a localização destes projetos e a quantidade por região.

FIGURA 18 - PROJETOS E INVESTIMENTOS ANUNCIADOS NA CADEIA DE HIDROGÊNIO NO MUNDO



Fonte: Adaptado de Hydrogen Council (2023)

A América do Norte supera a Europa em número de projetos com decisão final de investimento. O continente acumula USD 10 bilhões em investimentos aprovados, seguido da Europa com USD 7 bilhões, Oriente Médio e China (ambos com USD 5 bilhões). A maioria dos projetos na fase de FID (sigla em inglês Final Investment Decision) são os desenvolvidos por empresas com demanda interna própria por hidrogênio ou contratos *ofttaker* de longo prazo.

Apesar dos números promissores, os objetivos para o net zero em 2050 exigem um maior comprometimento do mercado. Ainda será preciso dobrar os investimentos e multiplicar por 20 o capital comprometido nos FID até 2030. De acordo com a IEA (2021), o investimento anual em hidrogênio, incluindo instalações de produção, postos de abastecimento e equipamentos para o usuário final, precisará atingir USD 165 bilhões/ano até 2030 e mais de USD 470 bilhões/ano em 2050.

Dinâmica internacional: Posicionamento dos países e suas potencialidades

Com o objetivo de se posicionar no emergente mercado global de hidrogênio, os países têm traçado estratégias para o desenvolvimento da cadeia de valor em seus territórios valorizando suas potencialidades, como abundância de recursos energéticos renováveis, disponibilidade de território, infraestrutura portuária, dentre outras. Com isso, observa-se o surgimento de uma nova dinâmica geopolítica que pode modificar o atual cenário energético e econômico global.

Nesse contexto, a formulação de diretrizes claras que comuniquem as intenções a longo prazo referentes a essa tecnologia irá solidificar

a confiança dos principais interessados e catalisar o desenvolvimento de um ecossistema mais robusto para o hidrogênio e inovações correlatas. Mediante uma abordagem integrada, é possível estabelecer um norte para as expectativas do mercado, mobilizar capital e promover uma sinergia entre corporações e nações.

A partir de um mapeamento de planos estratégicos para implementação de uma política em prol do hidrogênio observamos que, entre 2018 e outubro de 2023, 46 países publicaram estratégias e roadmaps com esse objetivo. Estes países contabilizam mais de 80% das emissões globais de CO₂.

Obseva-se com a Figura 19 que o número de países interessados em traçar essas estratégias teve um aumento significativo, principalmente em 2023 que correspondeu a 35% de aumento. Até 2021, a maioria dos países com estratégias publicadas eram países desenvolvidos, com maior concentração no continente europeu. Em meados de 2022 e 2023, diversos países em desenvolvimento e emergentes, localizados principalmente da região da América Latina e Caribe (LAC) e África, adotaram novas estratégias de hidrogênio.

IMPACTO DOS RECURSOS NATURAIS NA GEOPOLÍTICA DO H₂

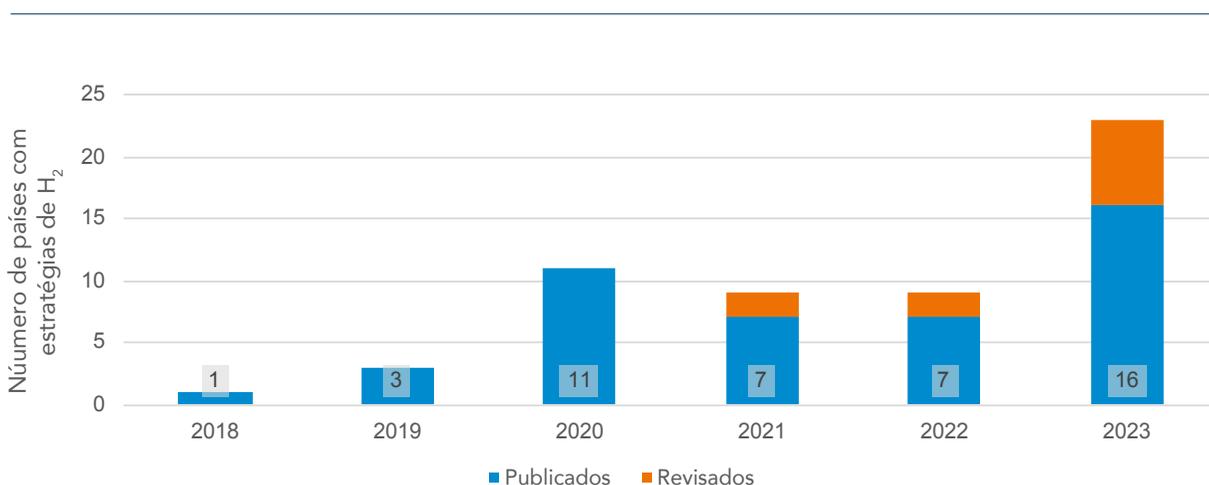
No contexto geopolítico, as regiões mais propícias para a produção econômica de hidrogênio são aquelas com uma combinação de recursos renováveis, área disponível,

acesso à água e capacidade de transporte (IRENA, 2022d).

Assim, além da capacidade de transporte e proximidade aos pontos de entrega observada nas seções anteriores, são críticos para o posicionamento dos países na liderança do mercado global do hidrogênio, a integração com fontes renováveis de geração de energia e sua viabilidade econômica; a disponibilidade e a qualidade de água para a produção; e o acesso a matérias-primas essenciais para tecnologias cruciais no contexto da transição energética, como os eletrolisadores.

Como vimos, a rota tecnológica da eletrólise tem se apresentado como a mais promissora para produção de hidrogênio de baixo carbono. Esse aspecto o torna fortemente dependente de energia renovável, como a solar e eólica, e ressalta o impacto do custo

FIGURA 19 - LEVANTAMENTO DO NÚMERO DE PAÍSES COM ESTRATÉGIAS PARA HIDROGÊNIO PUBLICADAS POR ANO



Fonte: Elaboração própria

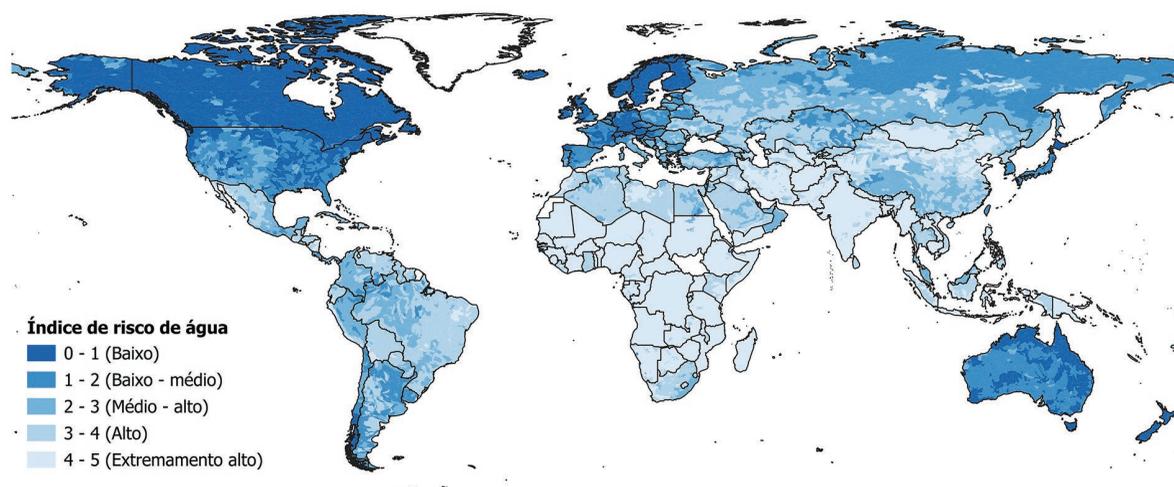
da energia, que representa 70 a 80% do custo total de produção (Xiuying et al., 2020). Ou seja, como o LCOE das energias renováveis varia entre diferentes regiões do globo, o LCOH mais competitivo estará nas regiões de menor custo da energia renovável.

A água é um recurso essencial para a produção de hidrogênio de baixo carbono. A eletrólise, em particular, requer significativas quantidades de água. Em 2030, a projeção é que o consumo total de água no setor energético seja mais de 72.000 ggalitros, com o setor de hidrogênio a partir da eletrólise representando apenas uma pequena fração desse consumo (IEA, 2021). Até 2050, a água usada para a produção de hidrogênio será em sua maioria para hidrogênio de baixo carbono, seguido por fontes renováveis e, em menor grau, por mineração, processamento e fabricação.

A pegada hídrica de diferentes rotas de produção de hidrogênio varia, com a reforma a vapor do biometano de origem agrícola apresentando uma pegada hídrica muito maior em comparação com a eletrólise alimentada por solar ou eólica (Hydrogen Council, 2021b). Eletrolisadores requerem água de alta qualidade, enquanto outros processos, como resfriamento, não são tão rigorosos. O tratamento inadequado pode danificar os eletrolisadores e aumentar os custos, especialmente em áreas com estresse hídrico.

Como observado na Figura 20, uma parcela significativa das instalações de hidrogênio renovável anunciadas está localizada em bacias hidrográficas com estresse médio a alto, o que exige avaliações hidrológicas mais detalhadas e consideração de alternativas como a dessalinização (Moreira; Laing, 2022).

FIGURA 20 - PROJETOS DE H₂ LIMPO ANUNCIADOS E NÍVEL DE ESTRESSE DA ÁGUA DE 2020

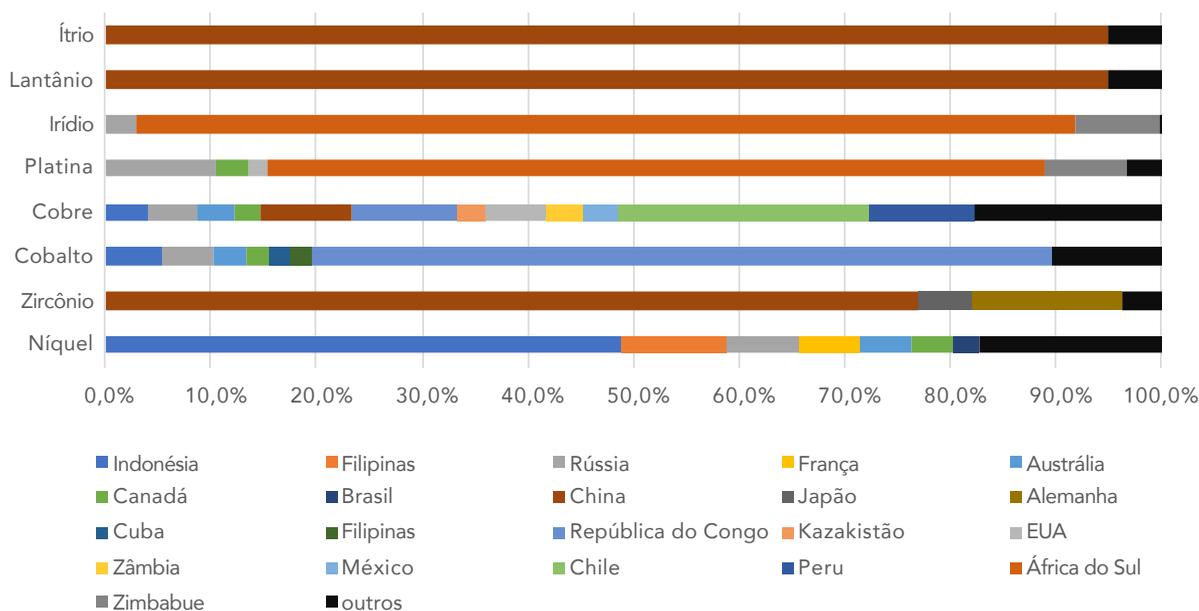


Fonte: elaboração própria com dados de Kuzma et al. (2023).

Quanto aos materiais críticos, a produção de hidrogênio requer certas matérias-primas. Isso levanta preocupações geopolíticas sobre a segurança do fornecimento desses materiais. A Figura 21 apresenta os principais minerais críticos relacionados à produção de hidrogênio e suas respectivas reser-

vas por país. Por exemplo, a tecnologia de eletrólise PEM depende de platina e irídio, que têm fornecimento concentrado principalmente na África do Sul. Já a SOEC depende do lantânio e ítrio, ambos concentrados na China (IRENA, 2022-Geopolítica e IRENA, 2023-mat críticos).

FIGURA 21 - MINERAIS CRÍTICOS PARA PRODUÇÃO DE H₂ E SUAS RESPECTIVAS FRAÇÕES DE RESERVA POR PAÍS



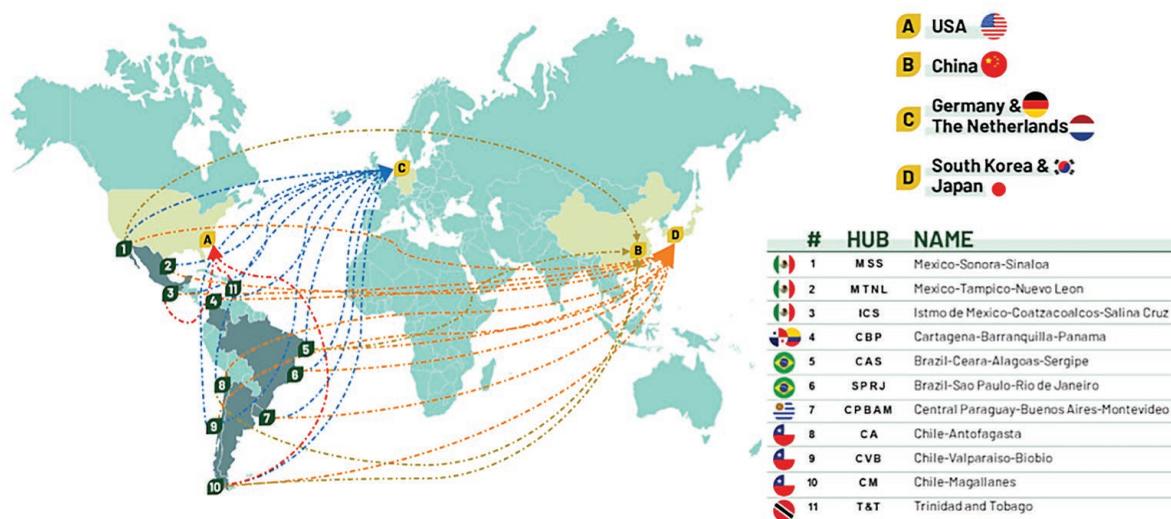
Fonte: Elaboração própria com dados de IRENA (2022d) e IRENA (2023b).

PROTAGONISMO DA AMÉRICA LATINA NA DINÂMICA DAS EXPORTAÇÕES

Apesar de estarem relativamente mais distantes dos mercados importadores, como a Europa, os países da América Latina apresentam custos de transporte altamente competitivos quando comparados a grandes

concorrentes como Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Marrocos. Esse cenário, permite a prospecção de fluxos globais tendo a América Latina como ponto de partida para diferentes rotas de exportação desta commodity, como apresentado na Figura 22.

FIGURA 22 - FLUXO GLOBAL DE HIDROGÊNIO DE DERIVADOS

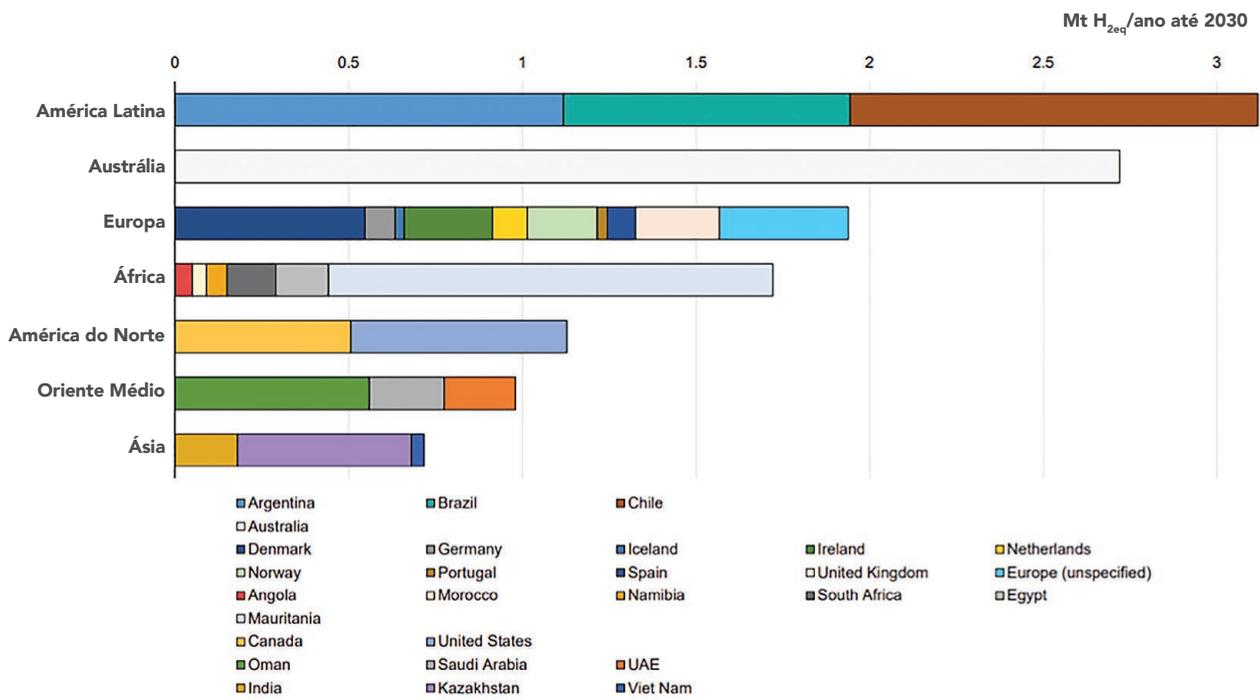


Fonte: IDB (2023)

Em uma estimativa baseada em projetos em desenvolvimento, a IEA (2022) prevê que, em 2030, as exportações de hidrogênio de baixas emissões pode atingir 12 Mt H₂/ano. Deste montante, o Cone Sul da América fica posicionado como o maior exportador, compreendendo cerca de 25% da exportação global em 2030, seguido da Austrália com 22%, Europa com 15% e continente africano com 14%, vide Figura 23.

Os potenciais importadores, incluem Alemanha, Países Baixos, Japão, Coreia do Sul e China. Vale ressaltar que os Estados Unidos, apesar de estarem incluídos na lista, devem primordialmente suprir suas próprias necessidades de H₂, devido aos incentivos estabelecidos para o hidrogênio limpo do IRA e ao objetivo do país de se posicionar como um exportador global de H₂ e seus derivados (IDB, 2023).

FIGURA 23 - PROJEÇÃO DA DEMANDA PARA EXPORTAÇÃO DE HIDROGÊNIO POR REGIÃO E PAÍS EM 2030



Fonte: Adaptado de IEA (2022)

Questões estruturantes para difusão da economia do hidrogênio

Para viabilização de um mercado global de hidrogênio e seus derivados, será preciso incentivar e criar mecanismos facilitadores do desenvolvimento da cadeia. Nesta seção, serão abordadas as principais questões estruturantes que possibilitarão a penetração e adoção do hidrogênio como insumo e vetor energético, e conseqüentemente a diminuição das emissões líquidas de GEE no mundo.

INFRAESTRUTURA

Como já apresentado, a conexão entre a produção e o consumo de hidrogênio é suportada por uma infraestrutura de redes, ativos de armazenamento e transporte, os quais se beneficiam de ganhos de escala, mas, por outro lado, demandam um volume extraordinário de investimentos desde as primeiras etapas de projeto. Tal fato, tem levado os países a buscarem estratégias que promovam a consolidação de *hubs* como forma de alcançar escala suficiente para viabilidade desses investimentos. Neste contexto, duas estratégias têm se apresentado de forma paralela, certas vezes concorrentes, outras complementares.

A primeira destas estratégias se baseia na construção de centros industriais de produção centralizados, principalmente junto a portos, cujo principal objetivo está na exportação e/ou importação do produto. Apesar das diversas vantagens, os *hubs* centralizados dependem, em grande parte, da presença de armazenamento de hidrogênio em grande escala, o que pode comprometer a competitividade do hidro-

gênio de baixo carbono. Nesse sentido, apesar do armazenamento geológico em cavernas de sal, ou campos de gás depletados, se apresentar como alternativa economicamente vantajosa aos tanques de armazenamento, os sinais de mercado provavelmente não serão suficientes para essa tecnologia de armazenamento emergir organicamente, especialmente por conta da falta de um mercado consolidado (Frazer-Nash Consultancy & Cornwall Insight, 2022).

Uma segunda abordagem estratégica para a consolidação de demanda tem base na produção local/descentralizada de hidrogênio para atendimento da demanda de empresas onde o hidrogênio é utilizado como matéria prima. Nessa configuração de *hubs* descentralizados, que pode ser mais eficiente no curto prazo, são reduzidas as complexidades de transporte e armazenamento, já que há uma integração verticalizada. No entanto, no longo prazo, em um futuro onde houver uma rede interligada para transporte do hidrogênio ao usuário final, estes projetos descentralizados podem ser menos vantajosos economicamente pelo fator da escala.

BOX

Hubs de Hidrogênio

Os hubs de hidrogênio têm a capacidade de reduzir barreiras e acelerar a viabilização da economia do hidrogênio

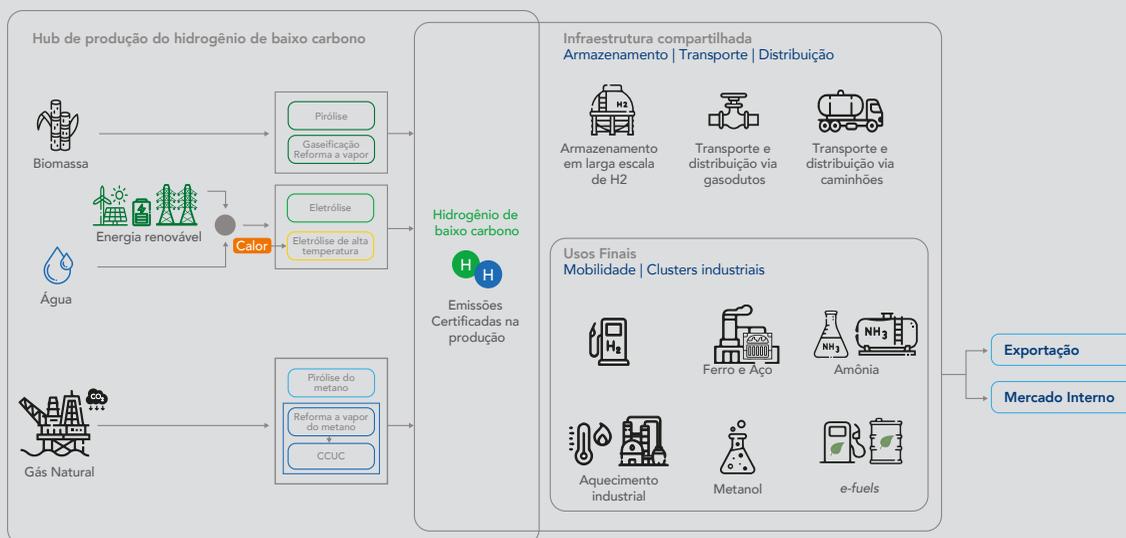
O elevado custo associado à produção, transporte e distribuição do hidrogênio de baixo carbono ainda traz insegurança aos investidores para que possam promover as adequações e as inovações necessárias para a integração desse energético de forma mais ampla na economia.

Tal fato nos remete ao “dilema do ovo e da galinha”, pois a viabilidade da produção e do desenvolvimento de infraestruturas e da cadeia produtiva demanda garantias de mercado, por outro lado, promover as adequações para expansão do mercado requer garantia de oferta e distribuição em larga escala e a custos competitivos.

Tendo isso em vista, a criação de *hubs* de hidrogênio se apresenta como uma abordagem estratégica e importante.

Os hubs – também chamados de clusters – de hidrogênio são definidos como regiões ou agrupamentos industriais onde se desenvolve toda a cadeia de valor do hidrogênio. Isso inclui a produção, transporte, armazenamento e uso do hidrogênio, a produção de energia elétrica renovável ou outros recursos biológicos renováveis, mobilidade local, dentre outros. A Figura 24 busca ilustrar os componentes de um *hub* de hidrogênio de baixo carbono.

FIGURA 24 - VISÃO ESQUEMÁTICA DOS COMPONENTES DE UM HUB DE HIDROGÊNIO



Fonte: Elaboração própria com base em UNIDO (2023); DOE (2023)

Os **hubs** são caracterizados pelo compartilhamento de infraestruturas e recursos, **reduzindo emissões de GEE, impactos ambientais e custos operacionais, além de gerar economias de escala, acelerar o processo de aprendizagem tecnológica e a mitigação de riscos**. Assim, podem acelerar a promoção de investimentos e a criação empregos, fomentando o crescimento socioeconômico da região.

Categorização dos Hubs de Hidrogênio

Existem diferentes formas de se classificar a topologia dos hubs. Aqui apresentaremos uma classificação em que os hubs podem ser categorizados em centralizados ou descentralizados:

Hubs Centralizados

Em geral, muitos *hubs* estão sendo planejados para serem construídos junto aos portos, vislumbrando a possibilidade de exportação do hidrogênio ou seus derivados.

O desenvolvimento dessa configuração depende, em grande parte, da presença de armazenamento de hidrogênio em grande escala e de diferentes temporalidades (dentro do dia, mensal, sazonal). Isso pode, apesar das vantagens comerciais, trazer algumas complexidades técnicas.

Hubs Descentralizados

Estas configurações podem ser mais eficientes no curto prazo, pois são diminuídas as complexidades e necessidades de grandes infraestruturas de transporte e armazenamento, já que há uma integração verticalizada. Nela todo o hidrogênio é produzido e consumido no mesmo local e é geralmente propriedade de uma mesma empresa. Todavia, há possibilidade de algumas interações regionais, ou seja, parte da produção é atendida localmente, mas outra poderá ser transportada para outro usuário final, por caminhão tanque ou dutos.

Para alcançar uma difusão capilar do hidrogênio na economia, a modularidade das principais tecnologias de produção e uso do hidrogênio (eletrolisadores, pilhas a combustível, sistemas de armazenamento) é essencial e garante boa eficiência energética dos processos em um amplo intervalo de potências, permitindo a instalação de sistemas dedicados na proximidade dos recursos renováveis necessários e/ou de importantes centros de consumo.

A União Europeia, por exemplo, já atua na formação de uma extensa rede de dutos interligada para transporte de hidrogênio que abrange 28 países da região. O projeto, batizado de European Hydrogen Backbone (EHB), tem o objetivo de disponibilizar cerca de 53 mil km de dutos até 2040, sendo 60% desse total resultado da readequação de dutos de gás natural.

A Figura 25 mostra o estágio atual do projeto com investimentos estimados entre EUR 80 e 143 bilhões (EHB, 2022). A estratégia de definição do traçado prevê que a rede passe pelos principais *hubs* planejados, além dos melhores sítios para armazenamento em larga escala, como cavernas de sal, por exemplo.

Nos casos dos *hubs* centralizados com foco na exportação, a distância entre players de exportação e os principais consumidores a produção e o uso final torna menos viável o transporte em dutos, como já apresentado. Com isso, além disponibilização de frotas de navios adequadas para o transporte, outros aspectos da infraestrutura devem ser considerados como, por exemplo, a infraestrutura de reprocessamento, importante no caso da amônia, metanol ou outros LOHC precisarem ser reconvertidos.

A tendência é que estes próprios navios de transporte de LOHC sejam movidos a combustíveis derivados do hidrogênio, diminuindo ainda mais a pegada de carbono ao longo da cadeia. A gigante Maersk, por exemplo, está construindo 19 navios para funcionarem com

e-metanol, que irão evitar anualmente 2,4 milhões de toneladas de carbono (Maersk, 2022). A companhia, no entanto, tem planos de aumentar essa frota com navios movidos a amônia verde, quando esta tecnologia estiver disponível comercialmente.

Outro grande potencial de demanda para o hidrogênio com desafios para a infraestrutura, é o transporte rodoviário com veículos a célula a combustível. Um estudo da CSIRO (2023) analisou cinco opções distintas para postos de abastecimento de hidrogênio na Austrália, sendo:

1. produção por eletrólise *onsite*, usando eletricidade da rede;
2. produção por eletrólise *onsite*, usando energias renováveis *onsite* complementadas pela eletricidade da rede;
3. produção *offsite* com transporte rodoviário em gás comprimido;
4. produção *offsite* com transporte rodoviário liquefeito; e
5. produção *offsite* com transporte por gasoduto.

Foi constatado que, a configuração que oferece o menor custo nivelado é a com eletrólise *offsite* com transporte rodoviário liquefeito. A produção *onsite* com energia renovável só se torna viável, a partir de distân-

FIGURA 25 - VISÃO DE PLANEJAMENTO DO EHB



Fonte: Elaboração própria com dados de EHB (2022)

cias de entrega maiores que 400 a 600 km. Em todas as configurações, o maior contribuinte para o custo nivelado é a própria produção, seguido dos custos de transporte e compressão, e por último o armazenamento.

Em suma, o sistema energético futuro, com maior participação de hidrogênio de baixo carbono, coloca os investimentos em infraestrutura como fator estruturante. É essencial focar na evolução de redes em diferentes níveis, incluindo a distribuição entre *hubs* e sítios de armazenamento, e a distribuição local, voltada para produção descentralizada. Do mesmo modo, são essenciais os investimentos em infraestruturas de importação/exportação, conversão e tecnologias competitivas de armazenamento.

Estes componentes são vitais para a evolução do mercado de hidrogênio, pois o acesso à infraestrutura determinará o acesso ao mercado.

CERTIFICAÇÃO E NORMATIZAÇÃO: PILARES PARA O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO GLOBAL

A inclusão do hidrogênio limpo na matriz energética é impulsionada pela sua capacidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Contudo, para que exista um mercado global no qual este vetor energético contribua efetivamente para a diminuição das emissões, independentemente de sua origem, é

necessário estabelecer um sistema de certificação do hidrogênio e seus derivados que comprove as características de sustentabilidade do produto.

Para isso, países e organizações internacionais têm se dedicado ao desenvolvimento de padrões que definem metodologias e limites de intensidade das emissões para a pegada de carbono do produto, assim como na discussão de conceitos cruciais para assegurar a renovabilidade, especialmente quanto à qualificação da energia elétrica utilizada na produção.

A certificação é uma ferramenta fundamental tanto para o governo quanto para os consumidores. Para o governo, proporciona um mecanismo essencial para a mensuração de atributos de sustentabilidade, que podem reforçar políticas governamentais como metas, cotas e incentivos financeiros, tanto locais quanto globais, e facilitar o comércio transfronteiriço de hidrogênio e seus derivados, além de outros bens, produtos e matérias-primas de baixo carbono que aproveitam o potencial do hidrogênio na redução de emissões.

Para o consumidor, os certificados oferecem transparência e confiança, permitindo que manifeste sua demanda por credenciais de sustentabilidade e faça suas escolhas, seja por uma exigência obrigatória ou por opção voluntária. Os dois propósitos mais proeminentes para os quais a certificação pode ser usada pelo mercado são para:

(i) demonstrar conformidade com requisitos regulatórios e/ou acessar incentivos projetados como parte de estruturas legislativas internacionais, nacionais ou regionais para hidrogênio e seus derivados;

(ii) demonstrar conformidade com requisitos voluntários de contabilização e divulgação, como, por exemplo, Relatórios de Responsabilidade Social Corporativa (RSC)/ Governança, Ambiental e Social (ESG).

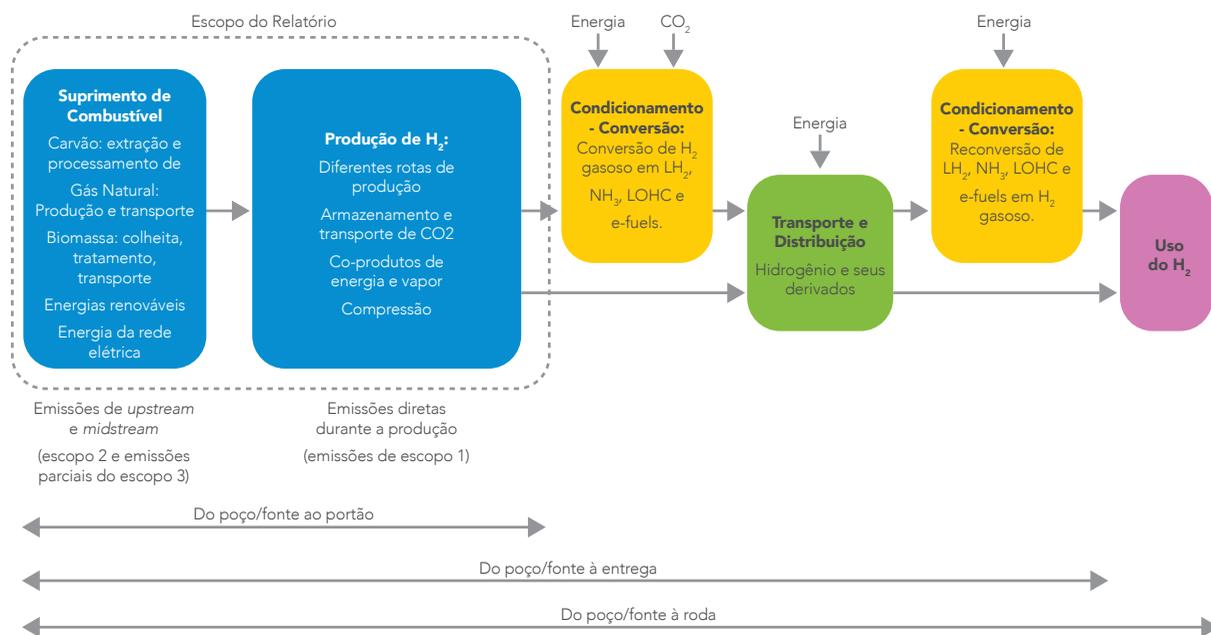
A harmonização desses requisitos é ideal para facilitar o mercado global. No entanto, a diversidade de características e interesses de cada região e país torna essa busca por harmonização um desafio complexo. Atualmente, existem várias iniciativas regionais, nacionais e de organizações internacionais para estabelecer suas próprias regras, tanto para mercados obrigatórios quanto para os voluntários.

Em IEA (2023a) sugere-se a criação de um “passaporte do produto” para uma carga de hidrogênio ou derivados, que seria representado por um ID único vinculado a um repositório de dados acessíveis a parceiros comerciais e usuários finais. Os dados incluem a classificação da intensidade das emissões e outros certificados, avaliações ou informações sobre considerações ambientais e socioeconômicas. Em cada caso, seriam indicados o padrão, a regulamentação, a instituição ou a metodologia associada.

Provavelmente, o esforço com maior potencial de sucesso a médio prazo é o da metodologia para determinar as emissões de GEE da Organização Internacional para Normalização (ISO). A “ISO/TC 197 - Tecnologias do Hidrogênio” está à frente da padronização internacional no campo de sistemas e dispositivos para produção, armazenamento, transporte, medição e uso de hidrogênio, com 18 normas publicadas e 20 em desenvolvimento. O subcomitê 1 da ISO/TC 197 foca especialmente na padronização de sistemas e aplicações energéticas de hidrogênio em larga escala, incluindo aspectos de teste, certificação e sustentabilidade, em colaboração com outros órgãos, como o IPHE, do qual o Brasil é membro.

Neste sentido, está em fase de aprovação para publicação a norma “ISO/DTS 19870- Tecnologias de hidrogênio - Metodologia para determinar as emissões de gases de efeito estufa associadas à produção, condicionamento e transporte de hidrogênio até a porta de consumo”, prevista para 2025. A fronteira proposta nessa metodologia tem sido alvo de grandes discussões, pois a forma como se define a abordagem pode ter um impacto significativo no resultado final e assim tornar a maneira de comparação entre diferentes produtos, uma tarefa complexa. A Figura 26 busca representar o escopo e a fronteira a ser considerada para uma análise de emissões de GEE para hidrogênio e seus derivados.

FIGURA 26 - FRONTEIRAS DE ANÁLISE DA INTENSIDADE DE CARBONO EM UMA ANÁLISE DO CICLO DE VIDA DO PRODUTO



Fonte: Adaptado de IEA (2023a)

Na ausência de normas internacionais, cada país tem adaptado modelos de certificação, de acordo com seus objetivos de mercado.

Nos Estados Unidos, por exemplo, adotou-se uma abordagem pragmática através da Seção 45V do *Inflation Reduction Act* (IRA), selecionando o modelo GREET (*Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation*), criado pelo *Argonne National Laboratory* (ANL), para calcular as emissões de gases de efeito estufa (GEE) do ciclo de vida do hidrogênio limpo. Esta metodologia foca em uma análise *Well-to-Gate*

(WtG), que considera apenas as emissões até o ponto de produção, excluindo as emissões do transporte e do uso final do hidrogênio. É com base no GREET que será determinada a elegibilidade para um subsídio de até 0,60 USD por quilograma de hidrogênio limpo produzido. Vale ressaltar que este crédito pode ser aumentado em até cinco vezes se a planta de produção cumprir determinados critérios específicos, elevando o subsídio para até 3,00 USD por quilograma. A Tabela 2 apresenta as quatro categorias de crédito, que variam conforme as emissões de GEE na rota de produção do hidrogênio limpo.

TABELA 2 - NÍVEIS DE SUBSÍDIO ELEGÍVEIS PARA HIDROGÊNIO LIMPO NO IRA 45U

	Teor de Carbono WtG (kg CO ₂ eq/kg-H ₂)	Crédito elegível para hidrogênio limpo (\$USD/kg-H ₂)	Crédito elegível para planta qualificada (\$USD/kg-H ₂)
100% dos créditos	0-0,45	0,60	3,00
33,4% dos créditos	0,45-1,5	0,20	1,00
25% dos créditos	1,5-2,5	0,15	0,75
20% dos créditos	2,5-4	0,12	0,60
Não elegível	>4	0,00	0,00

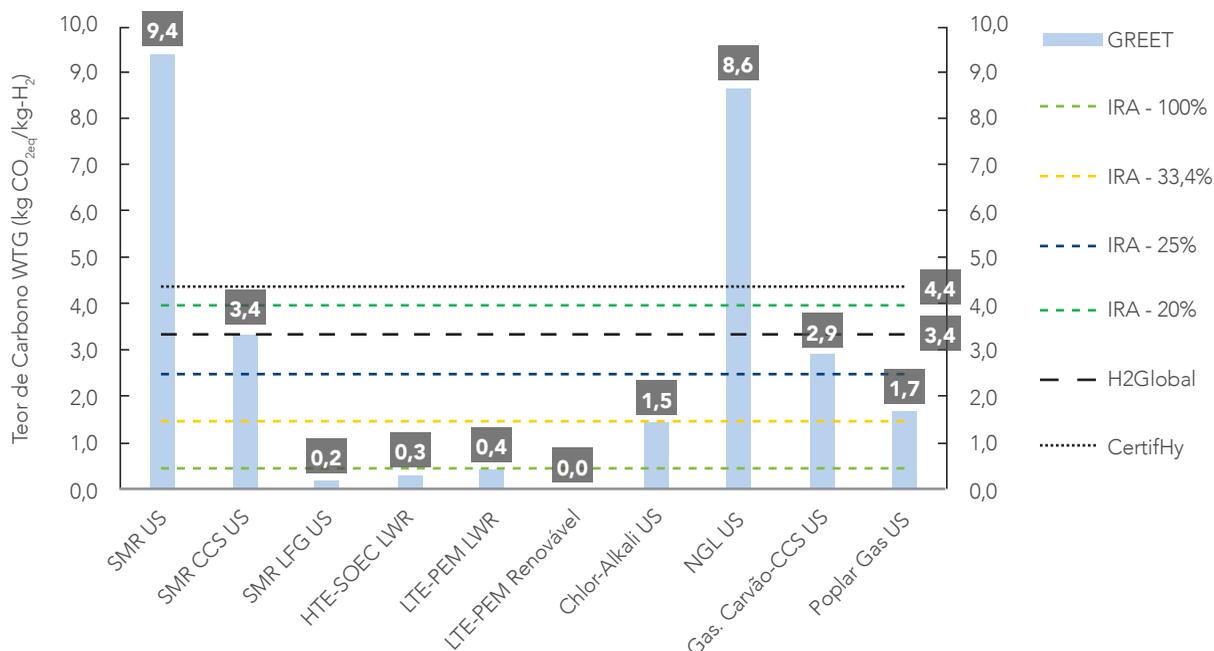
Fonte: Elaboração própria com dados de USA GOV (2022).

No caso da União Europeia, definiu-se um limite de emissões para classificar o hidrogênio e combustíveis derivados como Combustíveis Renováveis de Origem Não-biológica (RFNBO), segundo a Diretiva de Energia Renovável (RED II), abaixo de 3,38 tCO₂eq/tH₂. Esse patamar é utilizado pelo mecanismo financeiro H₂Global⁸ e os leilões do European Hydrogen Bank, onde o primeiro estipulou o subsídio máximo em EUR 4,5/kgH₂ e um teto de um terço do orçamento total para cada proposta. O Regulamento Delegado 1185/2023 da UE adota uma abordagem *Well-to-Wheel* (WtW), considerando

as emissões de transporte, distribuição e uso final do combustível. As emissões WtW de várias rotas tecnológicas, conforme avaliadas pelo GREET, são comparadas com os limites dos mecanismos financeiros na Figura 27. É crucial notar que, embora o limite do RED II se posicione entre os percentuais do IRA, sua metodologia difere do GREET por incluir emissões pós-produção. No entanto, o RED II qualifica apenas o hidrogênio via eletrólise — uma das rotas com menores emissões, especialmente quando cumpridos os requisitos de energia renovável.

8. A iniciativa H₂Global lançada pelo governo alemão tem por objetivo apoiar projetos de eletrolisadores em países com potencial de produção de hidrogênio de baixo carbono, bem como as importações de hidrogênio para a Alemanha.

FIGURA 27 - ANÁLISE DE EMISSÕES DAS ROTAS DE PRODUÇÃO E LIMIARES DE EMISSÕES PARA HIDROGÊNIO LIMPO



Fonte: Elaboração própria com dados de Elgowainy et al. (2022).

Legenda: WTG-well-to-gate; SMR-reforma a vapor do metano; CCS-captura e armazenamento de carbono; LFG-gás de aterro sanitário; HTE-SOEC-eletrólise de alta temperatura - célula eletrolisadora de óxido sólido; LTE-PEM-eletrólise de baixa temperatura - membrana eletrolítica polimérica; LGN-líquido de gás natural; LWR - Reatores de água leve

Com a eletrólise como rota dominante na produção de hidrogênio e seus derivados, surge a necessidade de critérios que considerem a energia elétrica utilizada neste processo. Nesse sentido, a União Europeia conduz discussões intensas para estabelecer normativas para a produção de Combustíveis Renováveis de Origem Não-biológica (RFNBO), abrangendo

hidrogênio e derivados obtidos através da eletrólise com energia renovável, excluindo a biomassa. Para alcançar a baixa intensidade de carbono, é essencial que a eletricidade venha de fontes renováveis, seja por conexão direta ou contratos de compra de energia (PPA). No desenvolvimento sustentável deste mercado, discutem-se diferentes critérios:

Adicionalidade: a necessidade de não se esgotar a energia renovável atual para produção de H₂, exigindo regras que estimulem a implantação de nova capacidade de geração de energia elétrica renovável;

Sobreposição de subsídios: a preocupação da sobreposição de incentivos financeiros recebidos para promoção de plantas de energia renovável, levando a considerar uma restrição para quem já tenha recebido;

Correlação temporal: o cuidado com o sincronismo das energias renováveis variáveis, como solar e eólica, com o consumo de energia elétrica para produção de H₂, resultando em uma discussão de como promover esta simultaneidade;

Correlação geográfica: a possibilidade eminente de congestionamento na rede (restrições de intercâmbio) quando se abre a alternativa de comprovar a energia renovável por PPA, impondo a necessidade de se estabelecer regras quanto a localização da planta de produção de H₂ e a planta de geração de energia elétrica renovável.

Após três anos de debates, a União Europeia formalizou as diretrizes para o mercado de Combustíveis Renováveis de Origem Não-biológica (RFNBO) no Regulamento Delegado (EU) 1184/2023, buscando assegurar seu desenvolvimento sustentável. Em contraste, nos Estados Unidos, há menos ênfase nesses requisitos, já que o país inclui

a energia nuclear — não classificada como renovável pela UE — como uma opção viável para a produção de hidrogênio limpo, o que aumenta a estabilidade no fornecimento de eletricidade.

O Regulamento Delegado (EU) 1184/2023, no entanto, não deixa de abrir brechas para nações como a França, onde a geração nuclear tem papel predominante. Para esses casos, a regulamentação estipula que as emissões da rede elétrica devem ser inferiores a 18 gCO_{2eq}/MJ, permitindo uma modalidade de qualificação de energia que reconhece a baixa emissão de carbono da geração nuclear.

Adicionalmente, há também a possibilidade de as certificações incorporarem requisitos adicionais de sustentabilidade. O mecanismo H₂Global, por exemplo, que em seu primeiro leilão irá atender e-amônia, e-metanol e e-SAF, exige que a planta de produção atenda especificações como: uso sustentável da água; uso da terra; reassentamento forçado; biodiversidade; impactos sociais e trabalhistas; sistema de gestão ambiental; criação de valor local e gênero.

MERCADO DE CARBONO: TORNANDO O HIDROGÊNIO ECONOMICAMENTE VIÁVEL

Mercados de carbono são sistemas comerciais em que créditos de carbono podem ser comprados e vendidos. Por convenção, um crédito de carbono equivale a uma tonelada de CO₂ ou uma quantidade equivalente de outro GEE.

Tais mercados emergem como instrumentos estruturantes na difusão do hidrogênio de baixo carbono, com sistemas de créditos de carbono que podem ser negociados sob dois modelos principais: mercados voluntários e regulados. Nos mercados voluntários, o hidrogênio de baixo carbono apresenta-se como uma alternativa para entidades visando metas de sustentabilidade e responsabilidade social, impulsionadas pela cultura ESG. Em contrapartida, mercados regulados, como o Sistema de Comércio de Emissões da UE, em inglês, EU Emissions Trading System (EU ETS), operam sob um esquema cap-and-trade, que estabelece um limite máximo, ou “cap”, nas emissões totais de gases de efeito estufa permitidas pelas instalações participantes.

Dentro desse limite, as empresas⁹ recebem ou compram licenças de emissão, que são as EUAs (*European Union Allowances*), onde cada EUA permite a emissão de uma tonelada de CO_{2eq}. As empresas que reduzem suas emissões podem vender EUAs excedentes no mercado, enquanto aquelas que excedem suas cotas devem comprar EUAs adicionais ou enfrentar penalidades. Este sistema incentiva a redução de emissões, pois as empresas buscam formas mais eficientes e limpas de operação para economizar ou gerar receita através da venda de suas EUAs excedentes.

Dentro do EU ETS, o hidrogênio de baixo carbono oferece vantagens econômicas, uma vez que sua utilização pode diminuir a necessidade de adquirir EUAs, já que a queima de hidrogênio não produz emissões diretas de CO₂. Instalações abrangidas pelo EU ETS, portanto, têm um incentivo financeiro para substituir combustíveis fósseis pelo hidrogênio de baixo carbono, contribuindo para a redução global das emissões de GEE.

CARBON BORDER ADJUSTMENT MECHANISM (CBAM)

O Mecanismo de Ajuste de Fronteira de Carbono (CBAM) da União Europeia é um instrumento essencial para fomentar a adoção do hidrogênio de baixo carbono nos setores que miram exportar para a UE. Introduzido pela Regulamentação (UE) 2023/956, o CBAM tem como objetivo reduzir o “carbon leakage”, estimulando métodos de produção com menor emissão de gases de efeito estufa e mantendo a competitividade da UE no mercado global. Inicialmente, o CBAM incide sobre setores como cimento, eletricidade, fertilizantes, ferro e aço, alumínio e hidrogênio, devido às suas expressivas emissões de GEE e significativa troca comercial com a UE.

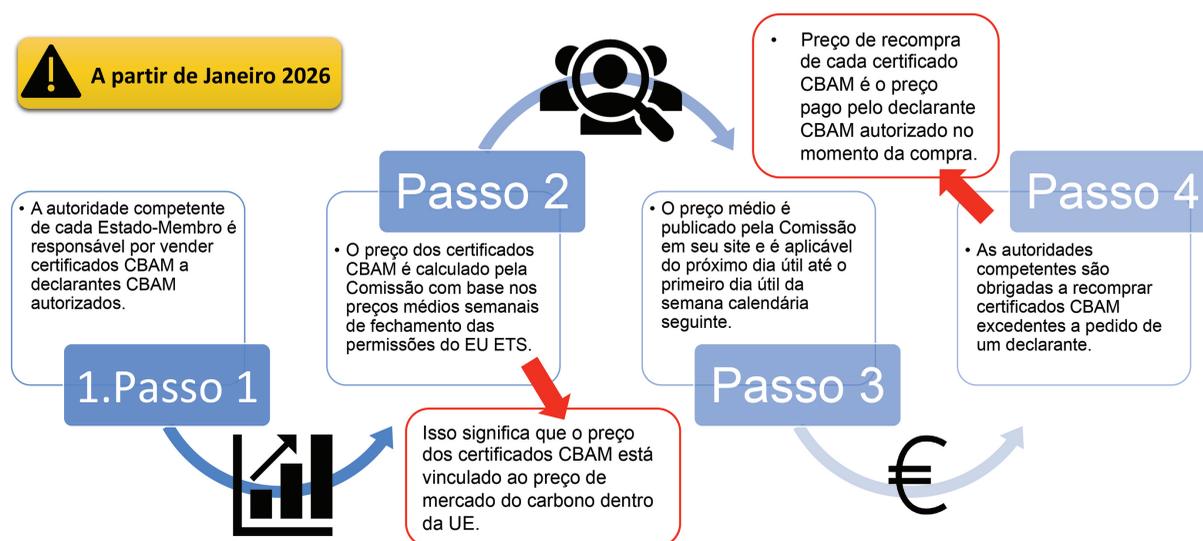
No período de transição, que se estende de outo-

9. O EU ETS cobre grandes instalações energéticas: usinas a combustíveis fósseis, usinas de calor e energia combinados (CHP) e usinas de aquecimento com entrada térmica nominal de 20 MW ou mais, e instalações industriais com alto consumo de energia, por exemplo, altos-fornos na indústria siderúrgica, refinarias, fábricas de cimento, fábricas de alumínio e a indústria química.

bro de 2023 até o final de 2025, o CBAM enfatiza o monitoramento e a declaração de emissões, isentando os importadores de ajustes financeiros ou da necessidade de adquirir certificados do CBAM. Neste intervalo, os importadores têm à disposição três métodos para reportar as emissões: (a) uma declaração completa seguindo a nova metodologia da UE; (b) uma declaração baseada em sistemas equivalentes de países terceiros; ou (c) uma declaração baseada em valores de referência estabelecidos. Essas opções de reporte são projetadas para facilitar a transição regulatória, permitindo que as partes envolvidas se ajustem progressivamente às exigências do CBAM.

Com a completa implementação do CBAM prevista para iniciar em 1º de janeiro de 2026, importadores e representantes aduaneiros poderão aplicar para se tornarem declarantes autorizados. Esta fase solidificará o compromisso da UE com a sustentabilidade e destacará o papel do hidrogênio de baixo carbono como peça-chave na transição energética global. A Figura 28 delinea este fluxo de implementação, marcando a transição para um regime completo que alinhará o comércio internacional com as políticas de redução de emissões da UE.

FIGURA 28 - FLUXO DO INÍCIO DA IMPLEMENTAÇÃO COMPLETA DO CBAM



Fonte: Elaboração Própria

FINANCIAMENTO

A adoção global de H₂ de baixo carbono demanda grandes volumes de recursos para financiamento, com uma estimativa de 700 bilhões de dólares até 2030 (*Hydrogen Council, 2022*). Embora os governos sejam essenciais para fornecer suporte financeiro e estabelecer o quadro regulatório, o financiamento do setor privado será indispensável para a difusão do hidrogênio de baixo carbono. Apesar da disponibilidade de diversos instrumentos de financiamento para energia renovável, mecanismos de financiamento inovadores são necessários para superar as incertezas em torno da demanda por H₂ de baixo carbono.

Atrair com sucesso investimentos privados para impulsionar o H₂ de baixo carbono requer instrumentos que sejam adaptados aos desafios e níveis de risco dos ativos financiados ao longo da cadeia de valor.

Intervenções públicas por meio de políticas fiscais, incluindo subsídios diretos, podem ajudar a tornar os projetos de H₂ de baixo carbono bancáveis e apoiar sua implantação comercial. Financiamento direto de projetos públicos, co-financiamento e empréstimos garantidos pelo governo são mecanismos que

aliviam os encargos financeiros para projetos industriais e impedem que as iniciativas de H₂ de baixo carbono entrem no chamado “vale da morte”, quando a política de criação de demanda por si só é insuficiente para torná-los bancáveis. Esses instrumentos são tipicamente introduzidos no início dos esforços de descarbonização de uma indústria, auxiliando os pioneiros e minimizando o impacto nos orçamentos governamentais.

As alternativas financeiras variam conforme o estágio do projeto, sendo que nas fases iniciais, os projetos apresentam riscos significativos, que se reduzem após a obtenção de todas as permissões e demonstração da viabilidade legal, operacional e financeira. No entanto, após a fase de desenvolvimento, os riscos diminuem e mais alternativas financeiras ficam disponíveis.

A Frankfurt School-UNEP (2023), realizou um estudo para H₂Global, focado no financiamento de projetos PtX (Power-to-X) em países fora da OECD¹⁰. Segundo o estudo, diversas opções de financiamento estão disponíveis, cada uma adequada a diferentes aspectos e estágios dos projetos. O **corporate finance**, por exemplo, é uma opção para empresas de grande porte que podem usar suas

10. Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

demonstrações financeiras como garantia para empréstimos, embora isso implique um comprometimento significativo do seu patrimônio. Este tipo de financiamento é ideal para entidades com balanços robustos e capacidade de arcar com a responsabilidade financeira que acompanha um empréstimo de grande escala.

Outra opção é o **project finance**, que se baseia no fluxo de caixa futuro do projeto, sem exigir garantias adicionais do desenvolvedor. Este método é particularmente adequado para projetos de grande escala, oferecendo a possibilidade de financiamento de longo prazo e alta alavancagem, embora seja um processo complexo e dispendioso. Contratos de *offtake* de longo prazo e preço fixo com compradores são considerados o padrão ouro para project finance. No setor industrial, grandes fabricantes corporativos de aço, concreto ou fertilizantes, podem ser contrapartes em arranjos de *offtake* bancáveis para o H₂ de baixo carbono.

Além disso, as **parcerias público-privadas** (PPP), especialmente as joint ventures, estão se tornando populares em projetos de energia renovável devido à partilha de propriedade, riscos, retornos e governança entre entida-

des públicas e privadas, proporcionando um modelo colaborativo de financiamento e operação.

Além desses, existem os **fundos de investimento especializados** em hidrogênio verde, que fornecem capital para projetos e empresas PtX, e os **project bonds** que são “títulos de dívida”, incluindo títulos temáticos como os títulos verdes (green bonds), que são voltados especificamente para projetos ambientalmente sustentáveis como a produção de H₂ de baixo carbono. Estes são alternativas quando o financiamento de projetos tradicional é desafiador, que requer fluxos de caixa mais estáveis e sem risco de construção. O mercado global de títulos, com um valor de 100 trilhões de dólares (o dobro do tamanho do mercado de ações de 50 trilhões de dólares), apresenta um potencial significativo para o financiamento de H₂ de baixo carbono.

Por fim, o **financiamento concessional**, incluindo aqueles direcionados a mitigação das mudanças climáticas, são oferecidos por Instituições Financeiras de Desenvolvimento (DFIs) a taxas abaixo do mercado, muitas vezes em colaboração com governos e fundos multilaterais como o Fundo de Investimento Climático (CIF, Climate Investment Fund) que

canaliza financiamento concessional através de seis bancos multilaterais de desenvolvimento (BMD), incluindo IDB e Banco Mundial. Esta é outra opção viável, particularmente para acelerar objetivos de desenvolvimento em países em desenvolvimento, equilibrando os riscos e custos associados a tais empreendimentos.

À medida que os mecanismos de financiamento de H₂ de baixo carbono amadurecem junto com a viabilidade comercial do setor, investidores institucionais e bancos comerciais se envolverão cada vez mais.

Eventualmente, isso permitirá o financiamento baseado na qualidade de crédito dos ativos. Esta tendência não apenas facilita o acesso a capital para projetos em diferentes estágios de desenvolvimento, mas também sinaliza um reconhecimento crescente da importância do hidrogênio de baixo carbono como um vetor crítico para a transição energética global. Portanto, a adoção estratégica desses mecanismos de financiamento será fundamental para impulsionar a inovação, escalar a produção e, finalmente, concretizar o potencial do H₂ de baixo carbono como uma solução concreta de sustentabilidade.

CONSIDERAÇÕES FINAIS ACERCA DO DESENVOLVIMENTO DA ECONOMIA DO HIDROGÊNIO NO MUNDO

Nesta seção, evidencia-se que a economia do hidrogênio está emergindo como um vetor transformador do panorama energético global. A interseção entre a crescente demanda e o potencial de mercado estabelecem uma nova dinâmica internacional, onde os recursos naturais redefinem a geopolítica do hidrogênio e colocam a América Latina em uma posição de destaque nas exportações. Este cenário configura um complexo tabuleiro estratégico onde a infraestrutura adequada, a implementação de normas e certificações consistentes, e a consolidação do mercado de carbono são fundamentais para o avanço sustentável.

Como veremos na próxima seção, o alinhamento com as práticas prioritárias adotadas pelos EUA e pela UE pode fornecer um caminho claro para a criação de um modelo político institucional seguro para o Brasil.

Tal modelo deve ser capaz de capitalizar sobre os elementos estruturantes já em voga, como o mecanismo de ajuste de fronteira de carbono (CBAM), além de criar um ambiente propício ao desenvolvimento das tecnológicas no contexto nacional. O país tem o potencial para, não apenas se adequar à nova economia do hidrogênio, mas sim desempenhar um papel central nela, impulsionando uma produção sustentável e uma demanda interna de hidrogênio de baixo carbono.

PARTE

3

**A economia do hidrogênio
no Brasil**

A economia do hidrogênio no Brasil: Perspectivas, desafios e oportunidades

NESTA SEÇÃO, SERÃO APRESENTADAS BARREIRAS E OPORTUNIDADES PARA O DESENVOLVIMENTO DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO BRASIL. APÓS UMA BREVE APRESENTAÇÃO DO ESTADO ATUAL DO H₂ NO PAÍS, É REALIZADA UMA ANÁLISE DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO PARA ATENDIMENTO, NÃO APENAS DAS DEMANDAS EMERGENTES DOS PAÍSES QUE BUSCAM ATENDER SUAS METAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES – FIRMADAS NO ACORDO DE PARIS –, MAS TAMBÉM DAS POSSÍVEIS OPORTUNIDADES DE APLICAÇÃO NO MERCADO NACIONAL. POR FIM, SERÃO APRESENTADOS OS ASPECTOS ESTRUTURANTES E AS CONDICIONANTES DE SEGURANÇA JURÍDICA AOS PROJETOS, QUE PODEM DESTRAVAR A CONSTRUÇÃO DO ARCABUÇO REGULATÓRIO CAPAZ DE ATRAIR INVESTIMENTOS.

O Brasil se encontra em posição estratégica para atração de investimentos na cadeia do H₂ de baixo carbono. O país conta com abundância de recursos naturais essenciais para a produção desse vetor energético, irradiação solar, ventos favoráveis e biomassa. Há ainda grande volume de gás natural disponível, o que abre uma estrada de oportunidades para produção de H₂ com captura de CO₂.

No que se refere à infraestrutura, possui um dos sistemas de transmissão de energia mais extensos do mundo, capaz de conectar o enorme potencial de produção de energia limpa com diferentes sítios de produção de H₂. Apesar dos desafios de expansão, o Sistema Interligado Nacional (SIN) possibilita o desenvolvimento de *hubs* de H₂ com produção e consumo integrados, podendo garantir elevado fator de capacidade para as plantas de produção a partir da rota da eletrólise e, ainda, atendendo aos crité-

rios internacionais de certificação para exportação para União Europeia.

Adicionalmente, a existência de portos com capacidade para atender demandas de grande porte é um diferencial do Brasil. O fato de estarem localizados relativamente próximos aos grandes centros consumidores internacionais, fortalece o conjunto de atributos facilitadores do posicionamento do país na liderança da corrida pelo mercado de hidrogênio.

Todo esse potencial tem motivado diversos atores da cadeia do H₂ a apostarem no desenvolvimento do país, dando status de prioridade aos projetos nacionais. No entanto, lacunas regulatórias institucionais geram incertezas que colocam em passo de espera o grande volume de investimentos que podem transformar o Brasil no ponto focal de produção de H₂ de baixo carbono no mundo.

O mercado nacional de H₂

O cenário histórico apresenta um mercado de hidrogênio bastante centralizado no país. A produção e o consumo H₂ puro estão praticamente restritos à atuação da Petrobras, sendo a empresa responsável por 95% da produção nacional, na qual se aplica principalmente o processo de reforma a vapor do gás natural (GIZ, 2021).

Em média são produzidas 400.000 toneladas de H₂ puro nas refinarias brasileiras, cabendo destaque a redução da produção no ano de 2020, em que se atingiu 325.000 tonH₂. Do parque instalado, 11 das 19 refinarias possuem unidades de geração de hidrogênio (UGH), sendo a produção direcionada para os processos de Hidrocraqueamento

Catalítico (HCC) e de Hidrotratamento (HDT). Apenas uma pequena parte do hidrogênio produzido no país é direcionado à produção de amônia e fertilizantes nas quatro Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN) que estão em operação, a saber: UNIGEL-BA; UNIGEL-SE; Yara Brasil; e Araucária Nitrogenados S.A. (EPE, 2022b; 2022c)

Segundo EPE (2022b), as UGH instaladas nas refinarias apresentam, hoje, capacidade ociosa de produção. Conforme detalhado na Tabela 3, a capacidade nominal atualmente instalada no país é estimada em 18,9 milhões de Nm³/dia, o que representa uma ociosidade de pelo menos 200.000 tonH₂/ano.

TABELA 3 - CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO EM UGH POR REFINARIA

Refinaria	UF	Capacidade Nominal (Nm ³ H ₂ /dia)	Capacidade Nominal (tonH ₂ /ano)
Refinaria de Paulínia (Replan)	SP	3.570.000	117.118
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	PE	3.000.000	98.418
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	SP	2.870.000	94.153
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	PR	1.870.000	61.347
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	RS	1.800.000	59.051
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	MG	1.760.000	57.739
Refinaria Henrique Lage (Revap)	SP	1.488.000	48.815
Refinaria de Mataripe (Refmat)	BA	1.360.000	44.616
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	RJ	625.000	20.504
Refinaria de Capuava (Recap)	SP	550.000	18.043
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	CE	35.000	1.148
Total		18.928.000	620.953

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2022b)

Os outros 5% da produção nacional de H₂ puro são amplamente consumidos em diversos setores industriais e na geração de energia. Notavelmente, essa quantidade substancial de hidrogênio é predominantemente fornecida por quatro grandes empresas: Linde (White Martins), Air Liquide, Air Products e Messer (GIZ, 2021).

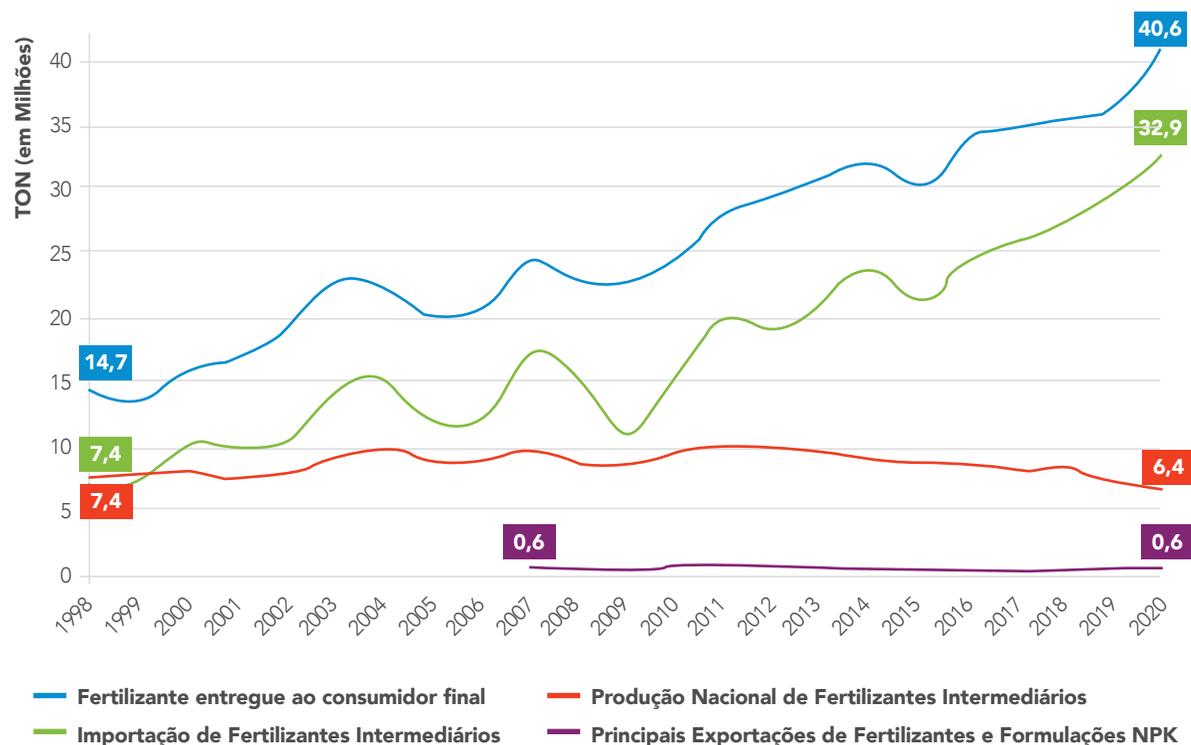
É interessante destacar ainda que, além dessa produção das empresas de gases industriais, uma parcela relevante que supre o mercado é adquirida na indústria de cloro-álcalis, já que o hidrogênio, juntamente com a soda cáustica, são subprodutos do processo de produção de cloro, que utiliza a técnica de eletrólise. A White Martins, por exemplo, possui uma planta dedicada, mas sua principal compra de H₂ vem do processo soda-cloro. Em uma dinâmica semelhante à White Martins, a Braskem adquire seu hidrogênio da Unipar.

Conforme estudos da Abiclor (2022), associação do setor de soda-cloro que inclui Unipar e

Braskem, essas empresas em conjunto produzem aproximadamente 40 mil toneladas de hidrogênio como subproduto por ano. Esse hidrogênio recuperado tem diversas aplicações, seja vendido como combustível ou utilizado no processo de fabricação de ácido clorídrico (HCl), processo baseado na eletrólise. Dos demais segmentos industriais atendidos por essas empresas, as principais aplicações são na siderurgia, na produção de alimentos e na produção de vidro. Na geração de energia, o hidrogênio é utilizado para o resfriamento das termelétricas.

Por fim, cabe reforçar que a demanda da indústria de amônia e fertilizantes são importantes mercados existentes do hidrogênio, e no Brasil já representaram uma parcela importante da demanda, no entanto, seu crescimento não acompanhou o setor agrícola nacional, dando espaço à importação desse insumo. A Figura 29 apresenta a evolução do mercado de fertilizantes no Brasil considerando a produção nacional e a importação.

FIGURA 29 - EVOLUÇÃO DO MERCADO DE FERTILIZANTES NO BRASIL



Fonte: SAE (2021)

Com a implementação das primeiras Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN) pela Petrobras, na década de 1980, houve um esforço nacional para promoção da autossuficiência deste insumo indispensável para o agronegócio brasileiro. Entretanto, os desafios enfrentados pela Petrobras na exploração do pré-sal e a competitividade do mercado global de fertilizantes levou à falta de investimentos em modernização destas plantas (EPE, 2021).

Logo, com a redução de investimentos na produ-

ção nacional de fertilizantes e a forte expansão do setor agrícola, o país, 4º maior consumidor global de fertilizantes nitrogenados, se tornou um grande importador de amônia e fertilizantes. Hoje, mais de 85% dos fertilizantes consumidos no país são importados, o que gera uma forte dependência externa e um grande risco para o agronegócio nacional – que responde por parcela significativa do nosso Produto Interno Bruto (PIB) – haja vista que esse cenário os coloca como reféns das oscilações cambiais e da dinâmica de oferta e demanda internacional (SAE, 2021).

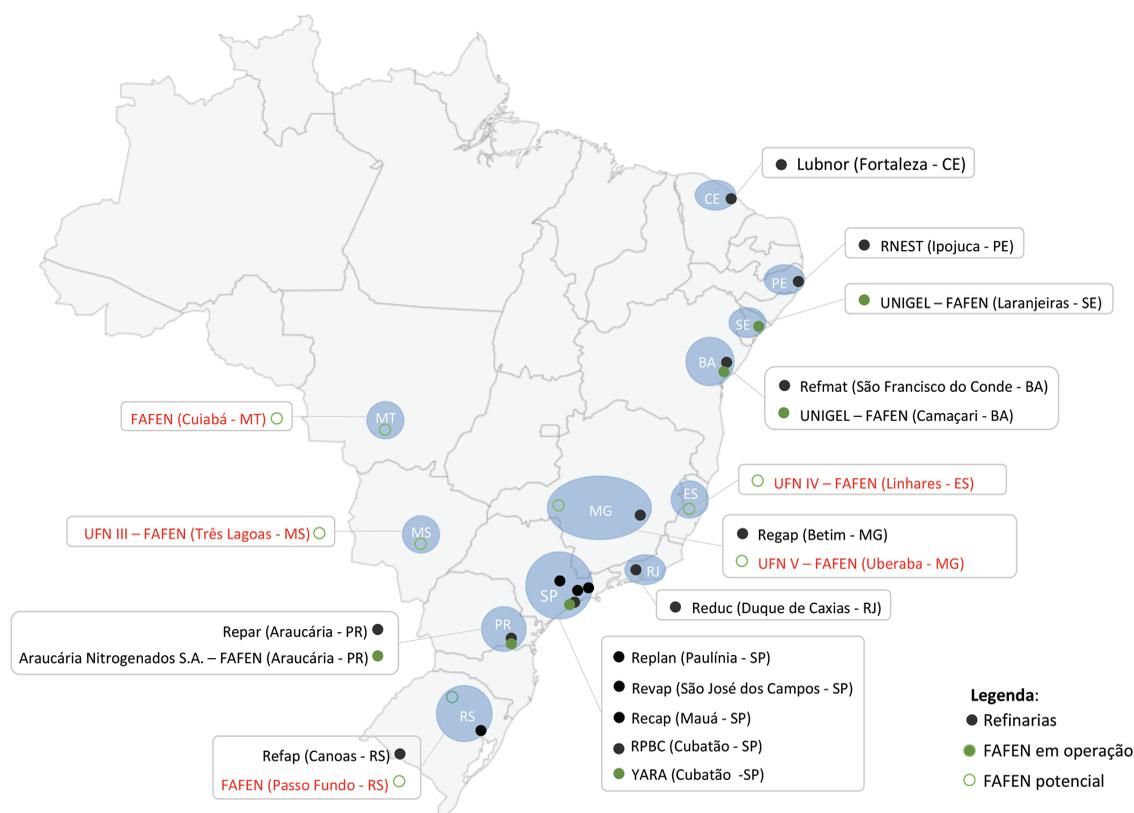
Segundo SAE (2021), a demanda por fertilizantes nitrogenados deve dobrar até 2050. Tal perspectiva torna ainda mais relevante a implementação do Plano Nacional de Fertilizantes, que servirá como referência para o planejamento do setor nas próximas décadas, promovendo o desenvolvimento do agronegócio nacional e reduzindo a dependência das importações. Diante desse contexto, a retomada do processo de expansão das FAFEN é essencial para o aproveitamento do potencial de produção do hidrogênio pelas diferentes rotas.

Nesta ótica de expansão, destaca-se o anún-

cio de retomada nos projetos de três novas unidades. A UFN III em Três Lagoas (MS), UFN IV em Linhares (ES) e UFN V em Uberaba (MG). Adicionalmente, estudo realizado pela EPE identificou três unidades que otimizariam, o abastecimento de fertilizantes nitrogenados para os centroides das lavouras. Como resultado, além da UFN V, de Uberaba, foram identificadas as localidades de Cuiabá (MT) e Passo Fundo (RS) como potenciais (SAE, 2021).

A Figura 30 apresenta as localidades das refinarias produtoras de hidrogênio, das FAFENs existentes e das prospectadas.

FIGURA 30 - MERCADO DE H₂ NO BRASIL CONSIDERANDO AS REFINARIAS COM UGH E AS FAFENS



Fonte: Elaboração Própria

Perspectivas de desenvolvimento da economia do H₂ no Brasil

Dado o enorme potencial brasileiro para produção de hidrogênio de baixo carbono, algumas iniciativas avançam, tendo por objetivo prioritário o mercado internacional. Por outro lado, as oportunidades no mercado doméstico têm, progressivamente, fixado a agenda dos desenvolvedores de política pública, devido as externalidades econômicas e sociais advindas da produção de produtos de maior valor agregado com base em insumos descarbonizados.

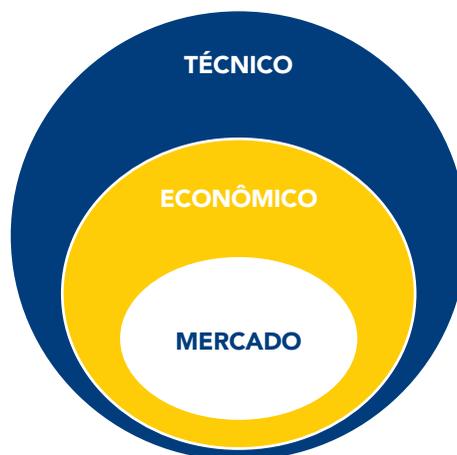
O POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE H₂ NO BRASIL

O potencial técnico das rotas

A EPE tem realizado estudos com o objetivo de disponibilizar o mapeamento do potencial técnico de produção do hidrogênio, não apenas a partir das fontes solar, eólica e hídrica, mas também por meio de recursos biológicos (etanol, biogás e resíduos agropecuários), além da rota do gás natural e outros potenciais.

O cálculo dos potenciais de produção de H₂ é um passo importante para sinalizar aos investidores às melhores e diversas oportunidades. Entretanto, é importante destacar que o conceito de potencial pode ser dividido em três categorias, como mostra a Figura 31, (EPE, 2023b).

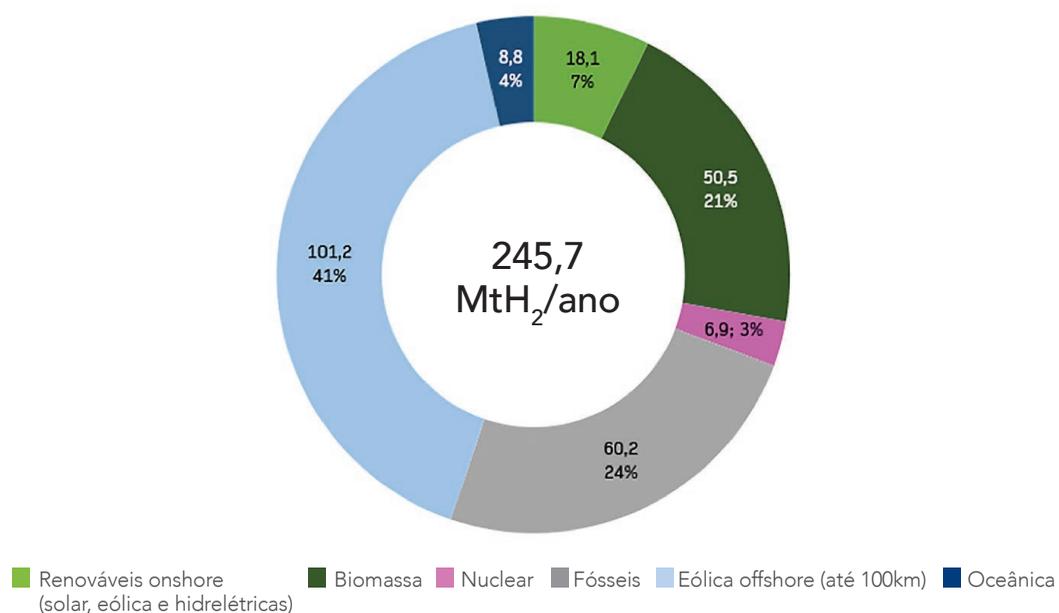
FIGURA 31 - DIFERENTES CATEGORIAS DE POTENCIAL DE PRODUÇÃO



Fonte: EPE (2023b)

O potencial técnico estimado e mapeado pela EPE, refere-se ao limite superior de disponibilidade e aproveitamento dos recursos. Logo, não são considerados aspectos econômicos, financeiros, barreiras tecnológicas ou ambientais, nem mesmo comportamentais do mercado. No mapeamento feito pela EPE, o potencial técnico de produção de hidrogênio total é da ordem de 1,8 GtonH₂/ano. No entanto, se considerarmos a baixa probabilidade de existência de projetos de fonte solar fotovoltaica offshore e eólicas offshore além dos 100 km da costa, esse potencial é reduzido à ordem de 245,7 MtH₂/ano, distribuído conforme detalhamento da Figura 32 (EPE, 2022c).

FIGURA 32 - POTENCIAL TÉCNICO DE PRODUÇÃO DO HIDROGÊNIO NO BRASIL*



*Este potencial de 245.7 MtH₂/ano não leva em consideração o potencial dos recursos de solar fotovoltaica offshore e eólicas offshore além dos 100km

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2022c)

Diante dessa abundância de recursos energéticos, já é possível perceber algumas iniciativas para o desenvolvimento da economia do hidrogênio, como detalha a subseção abaixo.

As iniciativas pioneiras

Os primeiros projetos prospectados no Brasil têm se concentrado no aproveitamento da infraestrutura de portos existentes e focam, prioritariamente, no atendimento à demanda global, que emerge das metas de redução de emissões. Essas metas direcionam a inserção de hidrogênio de forma gradual em mercados específicos e começa a dar sinalizações de existência de mercado para que as plantas de produção avancem. Como exemplo, destaca-se o Porto do Pecém no Ceará, que tem como sócio o Porto de Roterdã, o principal porto da Europa, localizado na Holanda, com participação societária de 30% (CIPP, 2023). Visto como um *hub* de importação e exportação, a Holanda possui elevada capacidade de distribuição, haja vista que a estruturação da sua cadeia de valor está

sendo feita para atender ao mercado europeu, especialmente da Alemanha. Adicionalmente, foram anunciados os projetos dos portos de Suape, em Pernambuco, de Aratu-Candeias, no Polo Industrial de Camaçari na Bahia, e o projeto do Porto-Indústria no Rio Grande do Norte.

Para além do potencial mercado global, os projetos nacionais também têm expectativa no desenvolvimento da demanda doméstica como âncora para a formação de *hubs* descentralizados capazes de reduzir os riscos de investimentos e custos de infraestrutura. Nesse sentido, os projetos portuários buscam consolidar uma demanda centralizada de grande porte, não apenas para o potencial de consumo das refinarias, mas também para a indústria siderúrgica e para produção de derivados do hidrogênio de baixo carbono, mais especificamente amônia, SAF e metanol. Esses projetos poderão atender o mercado interno e externo, como é o caso do Projeto da UNIGEL no Polo Industrial de Camaçari, Bahia, que visa a produção da amônia verde, e está destacado no Box 4.

BOX

Bahia

O potencial do Porto de Aratu-Candeias e do Polo Industrial de Camaçari

O Polo Industrial de Camaçari apresenta as características ideais para construção do primeiro *hub* de hidrogênio operacional do Brasil. Isso se deve à capacidade de destinar o uso do hidrogênio para o mercado interno – composto por diversas empresas da cadeia de valor do hidrogênio –, com destaque para a UNIGEL, e, por estar associado ao Porto de Aratu, vislumbrar o mercado externo para o médio e longo prazo.

Considerando o potencial existente e a expertise com a produção de amônia e fertilizantes, a UNIGEL está desenvolvendo o primeiro projeto de H₂ produzido a partir da eletrólise em escala industrial do Brasil. O projeto estima a evolução em diversas fases, sendo a primeira com capacidade de 60 MW de eletrolisadores da ThyssenKrupp, prevista para ser concluída em meados de 2024. Nessa fase, cujo investimento foi da ordem de 120 milhões de dólares, estima-se a produção de 10.000 tonH₂/ano e 60.000 ton. de amônia verde por ano (UNIGEL, 2022).

Na segunda fase, prevista para ser concluída em 2025, o projeto visa quadruplicar essa produção, chegando a uma capacidade instalada de 240 MW, com estimativa para produzir cerca de 40.000 tH₂/ano (THYSSENKRUPP, 2023).

Para a terceira fase, prevista para ser concluída em 2027, a meta é atingir a capacidade de 600 MW em eletrolisadores, produzindo 100.000 tH₂/ano. O investimento total do projeto, considerando as três fases, é da ordem de 1,5 bilhões de dólares (PARKES, 2023).

Em uma perspectiva voltada para o mercado interno, o Porto do Açu, no Rio de Janeiro, tem envidado esforços para a formação de um *hub* capaz de atrair indústrias siderúrgicas e a produção de amônia para fertilizantes por meio de uma grande oferta de hidrogênio de baixo carbono.

Longe da costa, observa-se o movimento de regiões do interior com grande potencial para produção e consumo de hidrogênio em polos descentralizados, que tendem a buscar sinergias

com os potenciais recursos renováveis, como as diferentes fontes de biomassa.

Este modelo de produção descentralizada tem o potencial de otimizar aspectos relacionados ao transporte e distribuição de hidrogênio e seus subprodutos em *hubs* regionais, trazendo para o debate estados como Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rio Grande do Sul, e Paraná (Box 5) e São Paulo (Box 6), que merecem destaque pelos avanços já obtidos em seus planos de descarbonização.

BOX

Paraná

O foco tem sido o aproveitamento das sinergias que a produção de hidrogênio a partir do biogás e de resíduos agropecuários tem com a economia local. Como exemplo pioneiro, destaca-se o projeto do Grupo Me Le, financiado pelo programa alemão H₂Uppp, que visa transformar o biogás, oriundo dos resíduos da suinocultura de municípios no oeste do Paraná, em biometano e combiná-lo ao hidrogênio verde para produção e exportação do *syncrude* para a Alemanha. De acordo com a empresa executora, nessa primeira fase do projeto o programa prevê uma produção local em torno de 30.000 m³ de biometano/hora e a estimativa da Alemanha é que a importação do *syncrude* seja capaz de produzir 100 mil ton/ano de SAF.

Cabe destacar que, com a ampliação do projeto, tendo em vista o potencial de maior integração dos municípios e estados, vislumbra-se a implementação de uma biorrefinaria que viabilizaria a criação da economia circular, haja vista que o hidrogênio pode ser insumo da produção de fertilizantes a serem utilizados na economia local.

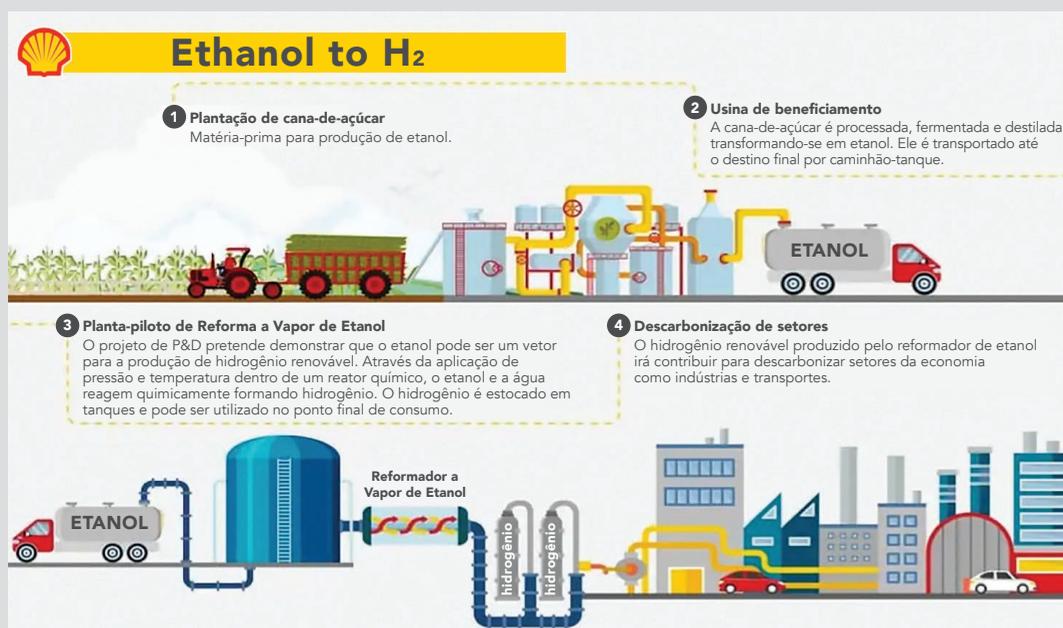
BOX

São Paulo

O Plano Estadual de Energia 2050 planeja a descarbonização de todos os processos produtivos do estado, tendo denominado essa meta de "Race to Zero 2050". Dentre as tecnologias consideradas para descarbonização, o hidrogênio assume papel importante, notadamente quando produzido a partir da reforma do etanol.

Neste sentido, a construção da primeira estação de abastecimento de hidrogênio renovável a partir do etanol do mundo, reforça o direcionamento do estado para descarbonização do transporte. A planta-piloto ocupará uma área de 425m² e terá capacidade de produzir 4,5 kgH₂/h, dedicada ao abastecimento de até três ônibus e um veículo leve.

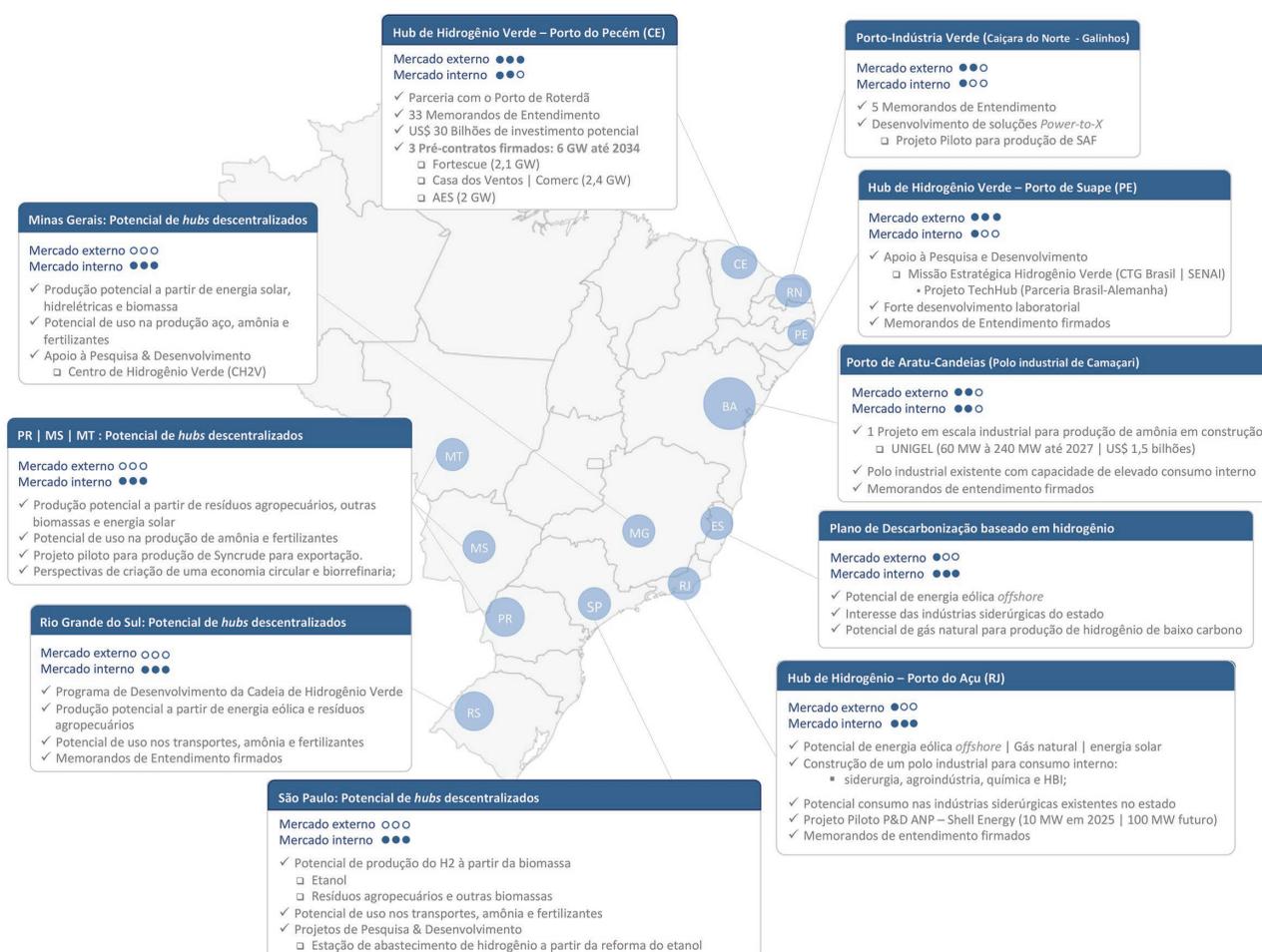
O projeto de P&D conta com um investimento total de R\$ 50 milhões da Shell Brasil, obtido com recursos da cláusula de PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Como parceiros, participam no desenvolvimento da estação a Hytron, a Raízen, o SENAI CETIQT e a Universidade de São Paulo através do Centro de Pesquisa para Inovação em Gases de Efeito Estufa (RCGI). Ainda, para testar a viabilidade desse projeto, as partes assinaram um memorando de entendimento junto com a Toyota. A previsão é de que a estação experimental esteja operando no segundo semestre de 2024 (USP, 2023).



Fonte: Shell (2023)

A Figura 33 destaca a diversidade de iniciativas e as principais informações dos potenciais regionais, a partir dos projetos e *hubs* anunciados.

FIGURA 33 - PROJETOS E HUBS ANUNCIADOS



Fonte: Elaboração Própria

A quantidade de projetos anunciados e os inúmeros avanços dos portos, no que tange às infraestruturas e conexões com o mercado internacional, indicam a importância de o Brasil avançar em aspectos estruturantes para fornecer as bases de segurança jurídica, institucional e de mercado para que os investidores concretizem as decisões de investimento.

Competitividade no cenário internacional

Outras análises têm destacado o potencial do Brasil para liderar o mercado de hidrogênio de baixo carbono como os estudos feitos por IRENA (2022d) e BNEF (2023), que apresentam a competitividade do Brasil frente a outros países. Segundo IRENA (2022d), o Brasil será o segundo país cujo custo de produção do hidrogênio verde será menor que o do hidrogênio azul mais rapidamente, podendo bater essa marca em 2024, ficando apenas atrás da China.

Em outra análise feita em BNEF (2023) foi destacado que, até 2030, o Brasil terá o hidrogênio verde mais barato dentre 28 países potenciais selecionados, com custo estimado entre 1,0 e 1,5 US\$/kgH₂. Além disso, também teria oportunidade de liderar o mercado, com o menor custo de produção e envio da amônia para Europa e Japão, custando respectivamente, 2,88 US\$/kg e 3,27 US\$/kg. Entretanto, um ponto de atenção sobre o que pode ameaçar essas vantagens comparativas está nos mecanismos de incentivo criados em países como os Estados Unidos e a Alemanha, que mesmo sendo voltados para o

mercado interno, tendem a reduzir a fatia potencial que o Brasil poderia suprir por meio da exportação de hidrogênio e seus derivados.

O POTENCIAL DE DEMANDA DE H₂ NO BRASIL

No panorama da indústria brasileira, o hidrogênio emerge como uma peça-chave para a descarbonização, viabilizando novos mercados e modelos de negócio. Um estudo da Confederação Nacional da Indústria (CNI) apresenta os setores de refino e fertilizantes com um potencial imediato de migração para opções sustentáveis, a depender apenas do custo.

Refinarias

Atualmente, as refinarias são as maiores beneficiárias do H₂, respondendo por cerca de 74% do consumo total na indústria brasileira. Isso ocorre não só pela demanda crescente para o hidrotreamento de derivados de petróleo, impulsionada por regulamentações ambientais rigorosas, mas também pela inclusão mais recente de óleos vegetais no processo de refino (CNI, 2022).

Neste setor, a primeira rota de descarbonização tende a passar pela aplicação de CCS à reforma a vapor do gás natural. Todavia, não impede que, em caso de necessidade de expansão, sejam utilizadas outras rotas de produção do hidrogênio de baixo carbono.

Cabe destacar que a Petrobras já possui

experiência e domínio da tecnologia de CCS, sendo que, em 2022, bateu recorde de injeção de CO₂ no Pré-sal, correspondendo a 25% de todo CCS global (PETROBRAS, 2023).

Amônia e Fertilizantes

A produção de amônia e fertilizantes também tem destaque, especialmente quando se considera o agronegócio brasileiro, que consome anualmente 87 mil toneladas de H₂. Esse cenário, combinado com o fato de que a amônia está sendo reconhecida como um dos principais carregadores de hidrogênio, bem como um combustível crucial para a transição no transporte marítimo, coloca a amônia como peça central no planejamento da cadeia de hidrogênio no país. A previsão da CNI indica que, no horizonte de 3 a 5 anos, há oportunidades claras para expansão da demanda por hidrogênio de baixo carbono no mercado nacional nesse segmento. Além das FAFEN necessárias à redução da importação de amônia e fertilizantes, estima-se que novas plantas de amônia serão necessárias para viabilizar a exportação do hidrogênio e o abastecimento dos navios.

Em relação aos fertilizantes, atualmente a produção nacional enfrenta o desafio dos preços elevados do gás natural, limitando sua competitividade. Nesta via, a proximidade com o agronegócio e o potencial de produção de hidrogênio a preços competitivos cria uma oportunidade significativa para a produção de amônia verde em *hubs* descentralizados.

Siderurgia

As análises de custo-benefício para promover a transição das indústrias siderúrgicas estão intrinsecamente ligadas à análise de risco de maior ou menor participação no mercado mundial no horizonte de médio e longo prazo. Esse risco, que pode ser visto como uma barreira ou oportunidade, está ligado a criação de mecanismos como CBAM, que buscam dar maior valor aos produtos com menor emissão de carbono.

Atualmente, o Brasil ocupa o 1º lugar na produção de aço bruto na América Latina e o 9º no mundo. É um exportador líquido de aço e tem como principal mercado a União Europeia (Instituto Aço Brasil, 2022). Com isso, a capacidade de produção de hidrogênio de baixo carbono a preços competitivos, se apresenta como uma oportunidade para o Brasil se posicionar estrategicamente no mercado de aço de baixo carbono e expandir sua participação, que hoje está na ordem 2%, com reflexos diretos positivos na balança comercial.

SAF

Em estudo elaborado pela EPE, no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia para o horizonte de 2031 (PDE 2031), estima que a partir de 2027 haverá a entrada de SAF na matriz energética brasileira, atingindo cerca de 130.000m³ em 2031, o que corresponde a uma participação no mercado de aproximadamente 1% da demanda total de combustível de aviação (EPE, 2022c).

Nesse contexto, o Programa Combustível do Futuro instituiu o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), que determina percentuais mínimos de inserção de SAF para redução de emissões nesse setor, começando com 1% em 2027 e chegando a 10% em 2037 (MME, 2023a). Em direção ao futuro, intenções e iniciativas pilotos têm sido feitas no Brasil, em que cabe destacar:

i) Ceará: o projeto do *Hub* de Hidrogênio, que pretende transformar o estado em grande

polo de produção de SAF, com vistas tanto para o consumo interno quanto para exportação.

ii) Rio Grande do Norte: foi inaugurado um projeto piloto de uma parceria feita entre a GIZ e o Instituto SENAI de Inovação em Energia Renováveis, para produção de SAF a partir da transformação da glicerina (que é um subproduto do biodiesel e que contém hidrogênio) em gás de síntese, que passará por um processo Fischer-Tropsch antes da obtenção do produto final.

EM SUMA A CONJUGAÇÃO DE HUBS DE GRANDE PORTE, CENTRALIZADOS, E HUB DESCENTRALIZADOS PARA ATENDER OS GRANDES CENTROS DE CONSUMO DO BRASIL REFORÇAM A ABRANGÊNCIA E A DIVERSIDADE DO POTENCIAL BRASILEIRO PARA O HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO. ENTRETANTO, TAMANHA ABRANGÊNCIA E DIVERSIDADE REPRESENTAM UM DESAFIO PARA CONSTRUÇÃO DE UM MARCO LEGAL CAPAZ DE INTEGRAR TODO O POTENCIAL DE PRODUÇÃO, O MERCADO E AS INSTITUIÇÕES ENVOLVIDAS. ASSIM, A SEÇÃO A SEGUIR TEM COMO OBJETIVO TRAZER PARA O DEBATE AS PRINCIPAIS QUESTÕES EM DEBATE NOS PRINCIPAIS PROJETOS DE LEI E SUAS POSSÍVEIS IMPLICAÇÕES.

Histórico de iniciativas e os principais avanços do Brasil na economia do H₂

O desenvolvimento de projetos de hidrogênio envolve a criação de um ecossistema integrado que abrange a geração de energia renovável, armazenamento, distribuição, cadeia de fornecedores e compradores, além de um arcabouço institucional regulatório capaz de dar sustentabilidade aos modelos de negócios. Para que todas essas peças se integrem é necessário que haja forte cooperação entre governo, indústria e demais partes interessadas.

Ainda que o limitado mercado de hidrogênio

tenha contribuído pouco para formação desse ecossistema no passado, as primeiras iniciativas no Brasil surgiram em 1975, com a criação do Laboratório de Hidrogênio da Unicamp (LH₂).

Desde então, mesmo com a alternância entre períodos intensos de desenvolvimento e inovações e períodos de redução nas pesquisas, diversas ações foram empreendidas com o objetivo de impulsionar o desenvolvimento tecnológico para produção de hidrogênio no país, como mostra a linha do tempo abaixo.

- 

1975 - Laboratório de Hidrogênio Unicamp (LH₂)
Laboratório para estudos de produção de hidrogênio e o seu uso em motores a combustão.
- 1998 - Criação do CENEH - Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio**
Centro de informações, discussões e articulações de P&D no setor de hidrogênio
- 2002 - ProCac**
Programa Brasileiro de Hidrogênio e Sistemas Células a Combustível
- 2003 - Brasil se torna membro do IPHE**
Parceria Internacional para a Economia do Hidrogênio
- 2005 - Publicação MME | MCT: Roteiro para estruturação da economia do hidrogênio no Brasil**
- 2006 - Descoberta do Pré-sal**
Alteração das prioridades na agenda de política energética do Brasil
- 2010 - Publicação CGEE: Hidrogênio energético no Brasil Tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários - Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025**

- 
- 2020 - H₂ no PNE (2050)**
Hidrogênio é incluído no planejamento de longo prazo do setor energético brasileiro.
 - 2020 - Fortalecimento de Cooperação Internacional**
 - 2021 - Resolução CNPE N° 2/2021**
Priorização dos recursos de P&D para o hidrogênio
 - 2021 - Resolução CNPE N° 6/2021**
Determina a realização de um estudo para proposição de diretrizes para o estabelecimento do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH₂), a ser publicada em até 60 dias
 - 2021 - Nota Técnica EPE**
Bases para Consolidação da Estratégia Brasileira de Hidrogênio
 - 2021 - Programa Nacional de H₂**
Proposta de Diretrizes
 - 2022 - Nota Técnica EPE**
Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural
 - 2022 - Nota Técnica EPE**
Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS
 - 2022 - Nota Técnica EPE**
Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural
 - 2022 - Resolução CNPE N° 6/2022**
Institui o Programa Nacional do Hidrogênio e cria o Comitê Gestor do Programa Nacional do Hidrogênio
 - 2023 - P&D ANEEL: Chamada Estratégica de Hidrogênio**
Chamada N° 023/2023: Hidrogênio Renovável no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro
 - 2023 - Plano Trienal do PNH₂**
Estratégia brasileira para o desenvolvimento da economia do hidrogênio
 - 2023 - Ampliação da discussão sobre o Arcabouço Legal, Normativo e Regulatório**
Propostas de Projeto de Lei foram apresentadas pelo MME e pelas comissões especiais criadas no Senado e na Câmara dos Deputados

Pela linha do tempo é possível perceber uma lacuna de ações voltadas para o desenvolvimento do hidrogênio, que conjuga com o período de descoberta e início das explorações do pré-sal, bem como com o forte crescimento das importações de fertilizantes, consequência de um baixo nível de investimentos nesse segmento por parte da Petrobras.

Somente a partir do surgimento do hidrogênio de baixo carbono como ferramenta para atingimento das metas de redução das emissões em diversos países é que esse insumo e vetor energético volta à cena política nacional.

As primeiras movimentações nesse sentido são percebidas pela inclusão do hidrogênio no Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), produzido pela EPE, publicado em 2020, com horizonte de 30 anos. Na sequência, surgem iniciativas do poder executivo federal no sentido de desenvolver as bases do Marco Regulatório do Hidrogênio. Em 2021, por meio de duas Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), determinou-se (CNPE, 2021a; 2021b):

- i) **Resolução CNPE nº2/2021:** a priorização dos recursos de P&D para pesquisas em hidrogênio; e
- ii) **Resolução CNPE nº6/2021:** a realização de um estudo para proposição de diretrizes para o estabelecimento do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH₂), a ser publicada em até 60 dias.

O PLANO NACIONAL DE HIDROGÊNIO (PNH₂)

Em 2022, com a necessidade de estabelecer uma direção estratégica para impulsionar o desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) instituiu, por meio da **Resolução CNPE nº6/2022**, o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂), concomitantemente ao Comitê Gestor do Programa Nacional de Hidrogênio (Coges-PNH₂), composto por diferentes ministérios e instituições, com a missão de assegurar sua integração harmoniosa com outras fontes de nossa matriz energética, por meio da elaboração de um Plano Trienal.

Assim, em agosto de 2023, foi apresentado o Plano Trienal 2023-2025 do PNH₂ incluindo, entre outras, as seguintes metas:

Plantas Pilotos: Implementação de plantas pilotos em território nacional até 2025.

Liderança Global: Posicionar o Brasil como o país mais competitivo do mundo na produção de hidrogênio de baixo carbono até 2030.

Hubs de Hidrogênio: Até 2035, criar hubs de hidrogênio de baixo carbono, integrando produtores, consumidores, geradores de energia e logística.

Investimento em P&D: Quintuplicar os investimentos em Pesquisa & Desenvolvimento e Inovação voltados para o hidrogênio.

Financiamento: Expandir a capacidade de financiamento para projetos relacionados ao hidrogênio.

Com isso, o Plano Trienal do PNH₂ está fundamentado nas melhores práticas para o desenvolvimento da economia do hidrogênio. Com uma visão de política pública de longo prazo e a identificação de ações para avançar no curto prazo, as diretrizes e eixos estratégicos tendem a promover o avanço coordenado das múltiplas ações necessárias.

No entanto, nem todos os aspectos do plano foram bem-recebidos. Críticos da indústria apontam que o foco em plantas pilotos poderia retardar o potencial de competitividade internacional do Brasil. Segundo eles, se o objetivo é alcançar a liderança até 2030, é essencial que haja uma transição rápida para produção em escala industrial.

Um ponto cujo debate tende a ser aprofundado e também questionado, é em relação a criação de limites de emissões e a fronteira do sistema a ser considerada. Como indicado em MME (2023), esses são aspectos que deverão ser definidos em regulamento e com o intuito de não criar barreiras ao desenvolvimento do mercado, permitindo a progressiva redução da intensidade de emissões de gases de efeito estufa no ciclo de vida do hidrogênio por meio do aumento da meta de redução de emissões e da ampliação da fronteira do sistema para contemplar os escopos 1, 2 e 3. Essa abordagem gradual tende a reduzir os riscos de curto prazo e dar maior segurança

aos investidores devido ao balanceamento de custos para os consumidores.

Outra contribuição relevante do Plano Trienal se dá pela inclusão do termo “neointustrialização” ao Eixo 5 do PNH₂, em resposta a solicitações do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC). Tal medida acrescenta às perspectivas de desenvolvimento do mercado e competitividade do hidrogênio diversas oportunidades para o Brasil promover o crescimento socioeconômico a partir de políticas industriais, reconhecendo o potencial do H₂ não apenas como vetor energético, mas também como uma ferramenta de desenvolvimento e reestruturação da indústria nacional.

MARCO LEGAL DO HIDROGÊNIO

A atuação do congresso

O interesse internacional e a movimentação inicial dos estados para o fechamento de acordos com a indústria fizeram com que se movimentasse também o Congresso Nacional. Assim, observamos em 2022 o surgimento de pelo menos três projetos de lei no Senado Federal e dois na Câmara dos Deputados, já em 2023.

A urgência para as primeiras definições e a disputa pelos primeiros projetos de grande porte têm levado os estados a se anteciparem na construção de regras, refletidos na criação de programas estaduais de hidrogênio, como os aprovados em:

1. Pernambuco (Lei nº 17.976 / 2022);
2. Goiás (Lei nº 21.767 / 2023);
3. Paraná (Lei nº 21.454 / 2023);
4. Ceará (Lei nº 18.455 / 2023); e
5. Rio Grande do Sul (Decreto Estadual nº 57.173 / 2023).

Aqui registra-se o potencial risco destas legislações estaduais entrarem em conflito com futura a legislação federal, o que exige equilíbrio entre a autonomia dos estados e a autoridade federal, para que questões de interesse nacional se sobreponham a interesses locais.

O foco dos trabalhos parlamentares está na eliminação de obstáculos no quadro legal e regulatório que reduzem a atração de investimentos no setor. Por se tratar de um mercado global, as questões que envolvem a harmonização das normas brasileiras com as internacionais, interações entre diferentes setores produtivos, regulamentações relacionadas à segurança e adaptação às novas tecnologias têm ocupado espaço significativo nos debates das comissões incumbentes do assunto nas duas casas. No Senado, a chamada “Comissão Especial para Debate de Políticas Públicas sobre Hidrogênio Verde (CEHV)”, é liderada pelo presidente da comissão Senador Cid Gomes. Na Câmara dos Deputados a comissão é liderada pelo Deputado Arnaldo Jardim e é denominada Comissão Especial de Transição Energética e Produção de Hidrogênio.

Análise dos aspectos estruturantes da economia do hidrogênio no Brasil

CERTIFICAÇÃO DE HIDROGÊNIO

Como visto no desenvolvimento da economia do hidrogênio no mundo, a certificação é um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento do mercado global de hidrogênio de baixo carbono e seus derivados. A partir dela que será possível atestar as características de sustentabilidade do produto, verificando a capacidade de atender as exigências dos mercados e respectivos incentivos oferecidos pelos governos. Neste contexto, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - que tem a certifi-

cação de energia renovável e hidrogênio, como tema estratégico prioritário - tem se destacado na proposta de soluções para a certificação do hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

No final de 2022, foi lançada a primeira versão da certificação de hidrogênio para atender aos primeiros pilotos de produção de hidrogênio verde no Brasil. O Manual de Certificação de Hidrogênio da CCEE, oferece um sistema inicial com especificações bem definidas que podem ser observadas na Tabela 4 (CCEE, 2022).

TABELA 4 - ESPECIFICAÇÕES DA PRIMEIRA VERSÃO DA CERTIFICAÇÃO DE HIDROGÊNIO DA CCEE

ESPECIFICAÇÕES						
	Abrangência	Método de produção	Modalidade	Emissões	Correlação Temporal	Entrega
PRIMEIRA VERSÃO	Hidrogênio	Eletrólise	Produtores conectados ao SIN com PPA e/ou autoprodução renovável ou conexão direta (offgrid)	Contabiliza emissões indiretas associadas ao consumo de energia elétrica (Escopo 2 GHG Protocol)	Mensal ou Trimestral	Certificado em PDF

Fonte: CCEE (2022)

O principal objetivo da CCEE, é atuar na qualificação da energia elétrica renovável utilizada para produção de H₂ e seus derivados. Para o melhor controle, a empresa está desenvolvendo

uma plataforma para certificação de energia renovável a fim de validar os certificados emitidos pelo mercado, evitando a dupla contagem e estimulando este mercado potencial.

BOX

A questão da dupla contagem de energia elétrica

A questão da dupla contagem de Certificados de Atributo de Energia (EACs) como os Certificados de Energia Renovável (RECs), Garantias de Origem (GOs) e Certificados Internacionais de Energia Renovável (I-RECs) é um problema significativo no contexto da sustentabilidade e do comércio de energia verde.

O propósito desses certificados é prover uma prova documental de que uma certa quantidade de energia foi gerada a partir de fontes renováveis. Eles são essenciais para assegurar transparência e rastreabilidade na cadeia de fornecimento de energia verde, ajudando consumidores e empresas a comprovarem suas credenciais ambientais.

No entanto, a dupla contagem ocorre quando os benefícios ambientais representados por um único EAC são reivindicados por mais de uma parte. Por exemplo, se um gerador de energia renovável recebe um REC pela sua geração e o vende para outra empresa, apenas esta empresa compradora deveria poder reivindicar os benefícios ambientais dessa energia renovável. A dupla contagem acontece se tanto o gerador quanto a empresa adquirente do REC reivindicam os benefícios para si.

A prática da dupla contagem pode resultar em acusações *greenwashing*¹¹ deteriorando a credibilidade do emissor do certificado, ou das empresas envolvidas na sua transação. À medida que as organizações passam a valorar uma imagem mais sustentável e o mercado de créditos de carbono se torna cada vez mais regulado, consequentemente aumentando o volume de EACs as ações para controle da dupla contagem passa a ter mais relevância. Abaixo uma tabela comparativa de alguns exemplos de dupla contagem que podem ocorrer.

11. O *greenwashing* é uma prática de marketing em que uma organização apresenta uma imagem enganosamente ambientalista de seus produtos, serviços ou práticas para parecer mais 'verde' ou sustentável do que realmente é. Quando uma organização participa da contagem dupla, ela pode estar exagerando suas práticas ambientais, contribuindo assim para a percepção de *greenwashing*. Isso é porque eles estão essencialmente inflando os benefícios ambientais de suas ações.

TABELA 5 -EXEMPLOS DE DUPLA CONTAGEM DE ENERGIA RENOVÁVEL

	Venda Dupla	Venda Parcial Dupla	Reivindicação Dupla	Duplo Uso
Definição	Certificado é vendido para mais de uma parte	Parte de um certificado é vendido para mais de uma parte	Mais de uma parte reivindica a propriedade de um único certificado ou parte dele.	Uma ou duas partes usam o mesmo certificado para mais de um propósito.
Exemplo	Um gerador de energia renovável vende um único EAC para duas partes: uma comprando MWhs com os EACs incluídos no contrato e a outra um comerciante de REC.	Um comerciante de energia renovável vende um EAC para um cliente de energia verde enquanto simultaneamente vende o benefício de CO ₂ para uma empresa privada para que possa fazer reivindicações de GEE.	Um gerador de energia renovável vende seus RECs para um comercializador e a eletricidade para um consumidor. O Consumidor reivindica que a eletricidade comprada é renovável em seu rótulo de divulgação.	Uma empresa consumidora ou o próprio gerador, utiliza um único REC para atender suas próprias declarações e transferem o certificado para outra empresa, que também, utiliza para outros propósitos.

Fonte: elaboração própria

Com o mercado sendo desenvolvido em torno do hidrogênio de baixo carbono, a preocupação com a dupla contagem reside no risco da mesma energia renovável, contabilizada para produção do hidrogênio e derivados, ser utilizada para emissão de outros certificados. A norma da UE, por exemplo, é bem clara quanto ao procedimento para evitar dupla contagem nesses casos. Ao emitir um certificado de energia para o montante utilizado na produção de hidrogênio, deve-se cancelá-lo no ponto de produção.

Para tanto, é preciso que haja uma plataforma de registro que consolide todos os certificados e/ou contratos de energia referentes a geração e o consumo de energia renovável. Essa plataforma precisa contabilizar todas as transações de um certificado de energia, principalmente se funcionam em uma cadeia de custódia *book & claim*¹², onde além da transferência e cancelamento, há a possibilidade de transferência total ou parcial dos atributos do certificado, sem necessidade de um acompanhamento físico. Há atualmente, na EU, uma grande preocupação sobre como a RED III regulará a ligação entre as garantias de origem (GO) para gases e o Banco de Dados da União (UDB) para combustíveis gasosos renováveis, garantindo que as GOs sejam canceladas para consumo no mesmo local em que o gás renovável é retirado, evitando reivindicações duplas de consumo de gases renováveis e permitindo a coexistência de ambos os sistemas.

A CCEE estuda uma solução para a inexistência de controle de registros de certificados no Brasil.

12. No modelo *book and claim*, os atributos ambientais do produto podem ser transferidos, independente da origem física do produto.

Dado o grande interesse na redução das emissões e, principalmente, na substituição do gás natural de origem russa, a UE tem incentivado tanto o mercado interno como o externo para produção de RFNBO. Em 2023, entraram em vigor os regulamentos¹³ que definem os critérios de sustentabilidade, as regras para contabilização na energia elétrica como renovável e a metodologia utilizada para quantificar a redução de GEE para RFNBO no bloco da UE.

Para que estas regras sejam aplicadas, as empresas que buscam exportar RFNBO para a UE, precisarão buscar um esquema de certificação voluntário que seja formalmente reconhecido pela Comissão Europeia. Estes esquemas de certificação foram regulamentados pela Diretiva de Energia Renovável da UE¹⁴ e já existem a mais de 10 anos para combustíveis de origem biológica. Agora, com os novos regulamentos aprovados, se abre a possibilidade para o escopo de RFNBO.

A CCEE está em contato com a Comissão Europeia para ter seu esquema de certificação reconhecido na UE. Isso pode trazer vantagens competitivas para as empresas brasileiras, pois poderão recorrer a um esquema nacional que seja reconhecido no mercado com maior potencial de importação de RFNBO. Apesar de, até o momento dessa publicação, não existirem esquemas de certificação voluntários aprovados pela Comissão Europeia no escopo de RFNBO, somente com um esquema aprovado os países que constituem a UE poderão atingir as novas metas¹⁵ estabelecidas pela revisão da Diretiva de Energia Renovável¹⁶ (chamada de RED III). Importante ressaltar que, na definição da UE, para ser caracterizado como RFNBO, o hidrogênio terá que ser produzido a partir da rota eletrolítica (excluindo a geração de energia elétrica renovável pela biomassa).

A Figura 34 resume as modalidades de contabilização de energia elétrica renovável e os respectivos critérios previstos pela REDIII.

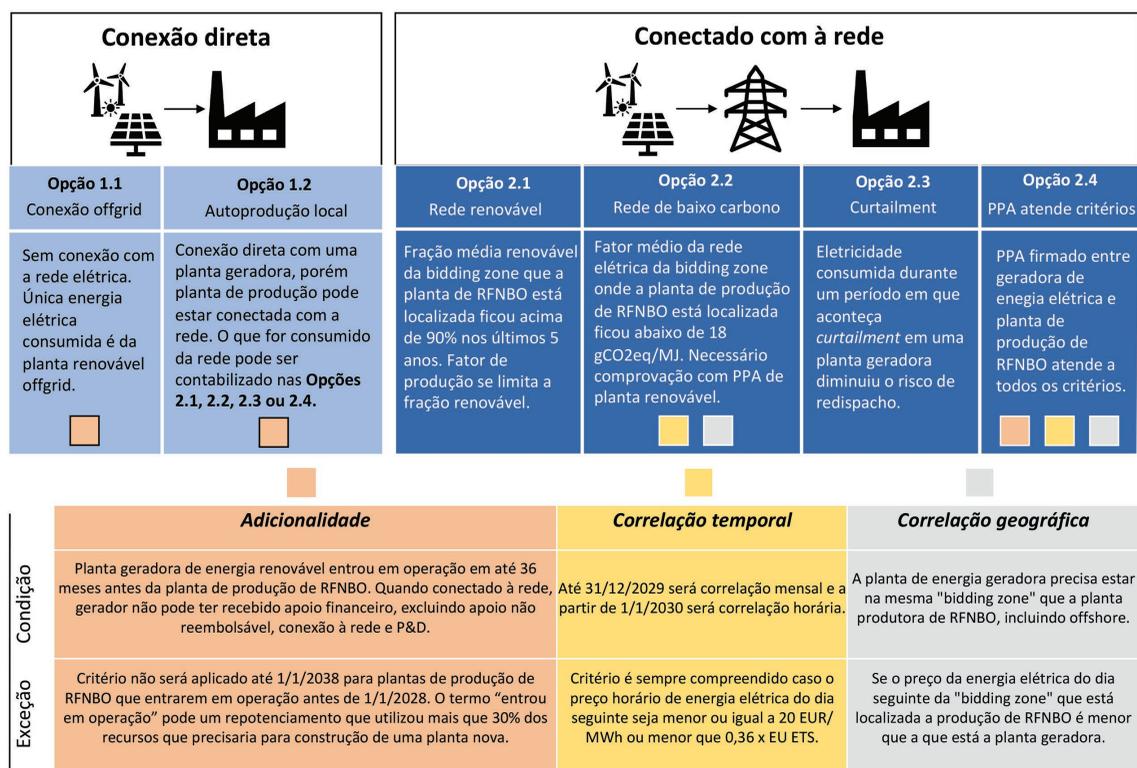
13. Regulamento Delegado (UE) 2023/1184 e 1185.

14. Diretiva (UE) 2018/2001: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2022-06-07>

15. A REDIII estabelece para o setor de transportes a meta de 5,5% biocombustíveis avançados e RFNBO (principalmente hidrogênio renovável e combustíveis sintéticos à base de hidrogênio), com a exigência mínima de 1% de RFNBO até 2030; já na indústria a meta é de que 42% do hidrogênio usado deve vir de RFNBO até 2030 e 60% até 2035.

16. Diretiva (UE) 2023/2414: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>

FIGURA 34 - MODALIDADES DE CONEXÃO E SEUS RESPECTIVOS CRITÉRIOS



Fonte: Elaboração própria

ANÁLISE DOS CRITÉRIOS DE CERTIFICAÇÃO NO CONTEXTO BRASILEIRO

Apesar de bem definidas, as regras do normativo da UE podem não ser totalmente aderentes ao contexto brasileiro, requerendo ajustes.

Bidding zone

A definição de bidding zone, base do critério de correlação geográfica, pode impactar bastante os modelos de negócio no Brasil. O país tem grande vantagem competitiva por ter uma fração renovável bastante elevada na

matriz elétrica, no entanto, tanto o SIN como alguns submercados tem grande risco de não obter fração acima de 90% em 5 anos consecutivos, o que inviabilizaria a contabilização de energia renovável aplicada ao H₂ com base na opção 2.1. Será preciso também, adequar as regras de cálculo da fração renovável de uma bidding zone de acordo com a metodologia da UE, que é diferente do que a CCEE calcula hoje. A metodologia da UE leva em consideração no cálculo a geração distribuída, a energia importada e exportada por bidding zone e uma metodologia diferenciada para o montante de energia eólica e hidráulica.

Cálculo do Fator de Emissões

A metodologia para o cálculo do fator de emissões da rede elétrica brasileira também deve ser observada. Hoje o cálculo é realizado pelo MCTI para o SIN por uma metodologia própria da Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (UNIDO, sigla em inglês para *United Nations Industrial Development Organization*), destinada principalmente ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Também não há o cálculo do fator de emissões por subsistema, se assim fosse necessário. Este cálculo poderá impactar diretamente na Opção 2.2 e no cálculo das emissões de GEE do RFNBO que deve ser realizado pela metodologia que a UE estabeleceu. Além disso, existe a questão do cálculo do mix residual¹⁷, que só seria possível com precisão a partir de uma plataforma de registro dos certificados de energia no Brasil.

Curtailement

Apesar de mais específica, é preciso entender como a Opção 2.3 poderá ser aplicada no Brasil. O Brasil tem uma característica de despacho de energia renováveis bastante diferente da EU, sendo a regulação de *curtailment* e *constrained-off* bastante recente. Com isso, há de entender como será possível comprovar que a produção de RFNBO diminuiu a necessidade de curtailement. Apesar desse desafio, há, no Brasil, situações de vertimento das

hidrelétricas, fato não muito comum na UE, que de alguma forma poderia ser contabilizada dentro desta opção.

Temporalidade

O critério de temporalidade assegura que a produção de hidrogênio coincida com a geração de eletricidade na usina. Para comprovar essa sincronização, são necessários contratos de compra de energia e registros que confirmem essa equivalência temporal.

No entanto, esse conceito pode limitar importante diferencial competitivo, relativo a complementariedade sazonal e diária de diferentes recursos (eólica, hídrico, solar e da biomassa) aplicados na produção de eletricidade renovável no Brasil.

Adicionalidade

O critério da adicionalidade pressupõe que a produção de hidrogênio esteja vinculada a novas instalações de energia renovável ou a repotenciação de empreendimentos existentes (desde que respeitados limites mínimos de investimento). Tal conceito é extremamente relevante em países onde a matriz elétrica apresenta percentual reduzido de geração renovável e no Brasil deve receber especial atenção para que não sejam potencializadas as questões atuais, relativas a sobreoferta de energia.

17. O mix residual de um país representa as parcelas de eletricidade disponíveis para declaração pública, após o uso explícito de certificado de energia.

POLÍTICAS DE INCENTIVO

Subsídios diretos e cruzados

As políticas de incentivo também ocupam uma posição central nas discussões do hidrogênio, tendo em vista que possíveis ganhos de competitividade tornariam o país mais atrativo para os investimentos na produção de hidrogênio no curto prazo.

O Brasil carrega o estigma de ter uma das energias mais baratas na geração e uma das mais caras no consumo. Nesse sentido, o alto impacto dos custos de energia na produção de hidrogênio por eletrólise reduz a atratividade dos investimentos. Todavia, um dos motivos para os altos custos de energia para os consumidores no país está ligado a perpetuação dos programas de incentivo ora embutidos na tarifa, via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Adicionalmente, o país não encontra espaço suficiente para subsídios financiados pelos recursos do tesouro nacional. Assim, apesar das possíveis externalidades econômicas consequentes do desenvolvimento da cadeia produtiva do hidrogênio no país, os incentivos na forma de benefícios tributários e/ou subsídios aos custos de energia elétrica, não têm encontrado apoio majoritário nos debates.

Mandato

No sentido de estimular a demanda e criar escala para a produção inicial, é comum que

as políticas de incentivo considerem a obrigatoriedade de consumo por determinados setores da economia, de maneira semelhante à estratégia brasileira de misturar biocombustíveis aos combustíveis fósseis. Globalmente, reguladores estão ponderando a possibilidade de um mandato que exija a mistura de hidrogênio ao gás natural.

Nesse contexto, é legítima a preocupação de segmentos da indústria do gás natural com as iniciativas de alguns estados de legislar sobre a inserção do hidrogênio na atual infraestrutura de gás natural.

É essencial reconhecer os desafios técnicos associados a essa estratégia, aspectos esses que já foram anteriormente mencionados neste caderno. Não há, contudo, consenso sobre essa estratégia. Por um lado, defende-se a mistura obrigatória como uma estratégia para incentivar o uso do hidrogênio no país, a exemplo do que foi feito com o etanol e o biodiesel. No entanto, há os que reforçam a questão de que incorporar hidrogênio ao gás natural, em um mandato obrigatório, pode afetar tanto a competitividade do combustível quanto a integridade da infraestrutura dos gasodutos.

Pesquisa e Desenvolvimento

O investimento em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) é um dos fatores essenciais para estruturação de um novo mercado ou uma nova indústria. No Brasil, os investimentos em P&D

na temática de hidrogênio são de longa data, com marcos importantes na década de 70, no início dos anos 2000 e, mais recentemente, após a Resolução do CNPE priorizando o H₂ como uma temática estratégica para o país.

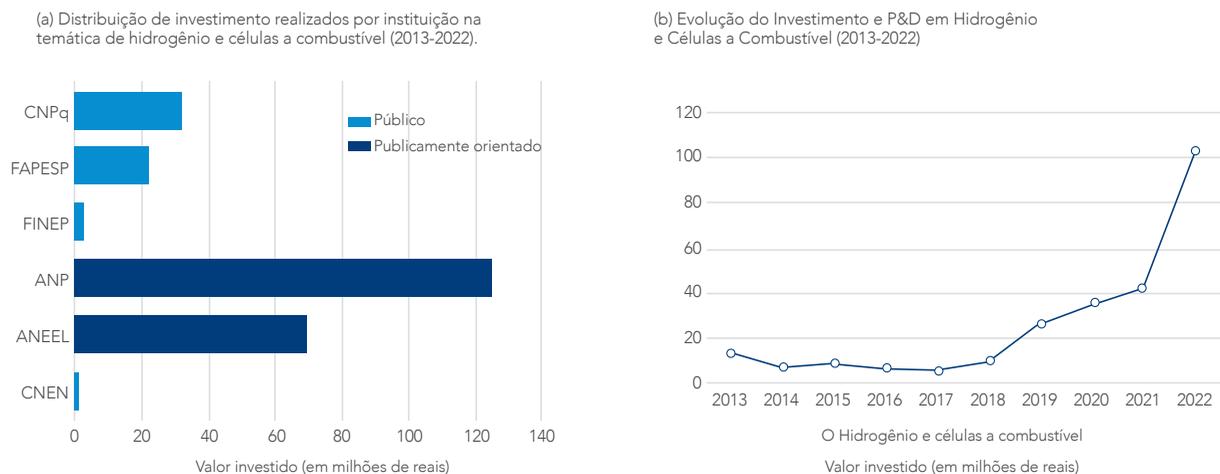
Os projetos de P&D podem auferir recurso tanto públicos, como também aqueles publicamente orientados, como os recursos da ANEEL e da ANP, que são os fomentadores majoritários da temática do H₂. A Figura 35 (a) apresenta a distribuição de investimento realizados por instituição na temática de H₂ e células a combustível e a Figura 35 (b) a evolução do investimento de 2013 a 2022.

Observa-se que, com a Resolução do CNPE, o interesse em desenvolvimento de P&D em hidrogênio cresceu exponencialmente e tende a conti-

nuar, haja vista a meta proposta no Plano Trienal do PNH₂ de quintuplicar o investimento para este tema estratégico. Em direção a esta meta, cabe destacar a criação da Chamada Estratégica de Hidrogênio do P&D ANEEL, que ao dar foco majoritário à rota da eletrólise, abre oportunidades para iniciativas semelhantes, por exemplo a partir do P&D ANP, que contemplem diferentes rotas potenciais no Brasil, incluindo as biológicas e fósseis com CCS.

Diante da estratégia brasileira para o desenvolvimento da economia do hidrogênio de baixo carbono, os investimentos de P&D podem ter papel fundamental na inovação tecnológica em toda cadeia de valor e no desenvolvimento de hubs descentralizados. Esses serão capazes de introduzir, no curto e médio prazo, o hidrogênio em seus

FIGURA 35 - PANORAMA DOS INVESTIMENTOS EM P&D NA TEMÁTICA DE HIDROGÊNIO NO BRASIL



Fonte: EPE (2023c)

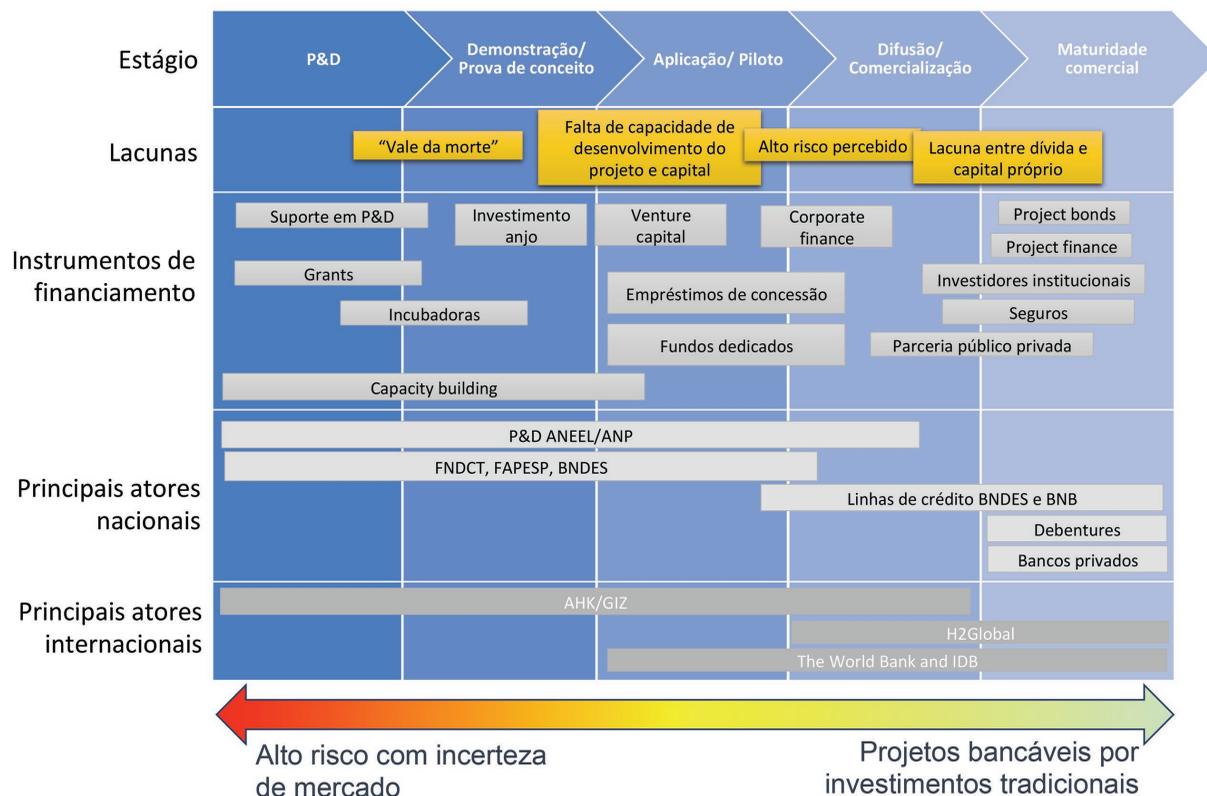
processos, com perspectivas, inclusive de estruturação de economias circulares. Essa perspectiva está ligada diretamente ao Programa Proposto no Plano Trienal do PNH₂, chamado **Pró-Hubs Brasil**.

FINANCIAMENTO

Como vimos nas questões estruturantes para

a difusão do hidrogênio de baixo carbono na economia mundial, existem diferentes mecanismos de financiamento capazes de fomentar a indústria, com aplicações específicas para os diferentes estágios de desenvolvimento e maturidade tecnológica. A Figura 36 apresenta o *framework* dos mecanismos hoje disponíveis para financiamento do hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

FIGURA 36 - ESTÁGIOS, LACUNAS, INSTRUMENTOS E PRINCIPAIS ATORES NACIONAIS E INTERNACIONAIS PARA FINANCIAMENTO NO BRASIL



Fonte: Elaboração própria com dados de EPE (2021), Frankfurt School-UNEP Centre (2023) e OIES (2023)

Algumas instituições nacionais e internacionais têm oferecido opções concretas para financiamentos de projetos até o estágio de aplicação e piloto. À medida que a tecnologia passa do estágio de pesquisa para a fase de prova de conceito, investidores anjos passam a demonstrar seu interesse. Indivíduos de alto patrimônio fornecem capital inicial em troca de participação acionária, muitas vezes trazendo também sua experiência e rede de contatos.

Já em estágios de desenvolvimento mais robustos, o capital de risco torna-se crucial, momento em que passam a atuar fundos de Venture Capital, Empréstimos de Concessão e Fundos Dedicados à tecnologia. Somente a partir da fase de comercial é que mecanismos mais robustos passam a atuar. Nesse estágio *project bonds* e *project finance* podem ser utilizados. Estes instrumentos permitem que as empresas levantem capital através da emissão de títulos ou a estruturação de financiamentos com base no fluxo de caixa projetado do próprio projeto.

O BNDES tem um papel central na expansão do setor de energia, atuando em todos os estágios de desenvolvimento. Em direção ao avanço da economia do hidrogênio, lançou um programa para incentivar projetos piloto de produção de hidrogênio de baixo carbono, gerado a partir de energias renováveis. Este programa combina a linha BNDES Finem Meio Ambiente, Finem Inovação e o Programa Fundo Clima. Além disso, o banco planeja

expandir seu apoio, incluindo financiamento a grandes plantas de hidrogênio de baixo carbono, tanto para o mercado doméstico quanto para exportação. O BNDES oferece financiamento para empreendimentos de produção ou utilização de hidrogênio verde e iniciativas de desenvolvimento tecnológico, com taxas de juros competitivas e valores de financiamento variáveis, dependendo do projeto.

Além do BNDES, as parcerias internacionais têm tido papel relevante no apoio a projetos em diferentes estágios de desenvolvimento. A AHK-Rio, em parceria com a Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ), está trabalhando em projetos como o "Inovação em Hidrogênio Verde" (iH₂Brasil) para fortalecer o ecossistema brasileiro de Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação em hidrogênio verde. Eles também realizam programas de conscientização e disseminação de conhecimento sobre a importância do hidrogênio verde para a transição energética. Adicionalmente, a AHK Rio mantém um Grupo de Trabalho de Hidrogênio que foca na troca de experiências, networking e desenvolvimento profissional em hidrogênio verde.

GOVERNANÇA

No âmbito da governança, é estruturante definir responsabilidades e competências que norteiem as políticas de produção, uso e aplicações do hidrogênio. Essas definições devem estabelecer as entidades responsáveis

pela regulação e supervisão das atividades econômicas e de segurança operacional.

Apesar do PNH₂ ter sido estruturado sob uma governança multisetorial, dividida nos níveis estratégico, tático e operacional, ainda não há, no Brasil, uma definição quanto ao papel e à competência dos órgãos e instituições responsáveis pela certificação, regulamentação e fiscalização do H₂ de baixo carbono. Tais definições são importantes para o avanço da economia do hidrogênio no país e devem ser fundamentadas no arcabouço legal do hidrogênio. A seguir são indicados papéis das principais instâncias de planejamento, regulação e fiscalização, em discussão:

ANP: desenhar os requisitos técnicos (como qualidade e segurança) afetos à produção, transporte, armazenamento e distribuição do hidrogênio. Além de ser responsável pela regulação da exploração e produção do hidrogênio natural.

ANEEL: pode estabelecer as condições necessárias para que o hidrogênio seja produzido por meio de eletrólise, definindo prioridades em relação aos requisitos de conexão com a rede entre outros.

ANA: envolvida como agente regulador nas atividades relativas à captação da água para uso nas diferentes rotas de produção. Devem ser consideradas regras para a gestão dos recursos hídricos, essenciais na produção de hidrogênio, assegurando uma aplicação

responsável do recurso para múltiplos usos.

IBAMA: responsável pelos aspectos ambientais como o licenciamento de unidades de produção e rotas de transporte.

CCEE: tem atuado na Certificação de Hidrogênio Verde como forma de garantia da origem dos elétrons aplicados na produção desse gás por meio de eletrolisadores conectados à rede. No entanto, tem se discutido a possibilidade de atuação de diferentes atores na certificação do hidrogênio, desde que credenciados em um sistema brasileiro de certificação.

EPE: desenvolvedor de estudos e pesquisas relacionadas ao planejamento energético no país, devem ter participação ativa nesse processo.

MME: implementador de políticas públicas.

Ainda sobre o aspecto da governança, os legisladores também devem estar atentos à segurança econômica e à defesa da competitividade no mercado. Deste modo, as discussões devem observar a pertinência de que as empresas ou consórcios dedicados à produção de hidrogênio tenham sede no Brasil.

MERCADO DE CARBONO

A constituição de um mercado de carbono no Brasil pode ser altamente benéfica para o desenvolvimento do setor de hidrogênio,

especialmente quando consideramos políticas internacionais como o Mecanismo de Ajuste de Fronteira de Carbono (CBAM) da União Europeia e o contexto do projeto de lei de mercado de carbono que está em votação no Brasil.

O CBAM, implementado pela União Europeia, visa precificar as emissões de produtos importados, incluindo o hidrogênio. Inicialmente, os comerciantes apenas informarão sobre as emissões sem qualquer ajuste financeiro, com a implementação completa prevista para 2026. Este mecanismo criará um incentivo para importar hidrogênio de países onde a intensidade de carbono é menor, favorecendo a produção de hidrogênio com baixa emissão de carbono.

O CBAM compreende em sua fase inicial setores de grande relevância, caracterizados por seus níveis de emissões de GEE, pela dependência do mercado europeu e, principalmente, pelo risco que o custo do carbono pode gerar em mover a operação destes negócios para regiões com mecanismos menos rígidos para o preço do carbono (fenômeno conhecido como "*carbon leakage*").

Com isso, além do Brasil se destacar como um local onde a produção de hidrogênio por eletrólise será competitiva, o país também pode se beneficiar pela aplicação do hidrogênio na produção nacional, ampliando o mercado para segmentos da indústria capazes de fornecer "*green products*" para atendi-

mento da demanda europeia, como: cimento, fertilizantes, ferro e aço e alumínio.

Projeto de Lei de Mercado de Carbono no Brasil

O projeto de lei aprovado pelo Senado brasileiro cria o Sistema Brasileiro do Comércio de Emissões (SBCE). Este sistema regulará as emissões de empresas que emitem mais de 10 mil toneladas de gases de efeito estufa por ano. O objetivo é compensar as emissões, beneficiando empresas e países com menores emissões e cobrando daqueles com maiores emissões.

As empresas acima desse limite de emissões terão de apresentar relatórios para a redução das emissões, além de informar as ações para remoção desses gases da atmosfera. Empresas com emissões acima de 25 mil toneladas anuais precisarão enviar relatórios de conciliação periódica de obrigações.

Em resumo, a combinação da legislação interna em desenvolvimento e as pressões externas, como o CBAM, pode acelerar significativamente não apenas o desenvolvimento do setor de hidrogênio no Brasil, como também a chamada "neointustrialização", alinhando o potencial de absorção dos insumos de baixas emissões da indústria nacional às exigências globais de sustentabilidade e redução de emissões de carbono.

INFRAESTRUTURA

A transição para o hidrogênio de baixo carbono no Brasil depende de avanços significativos em termos de infraestrutura de transporte por dutos, além de uma capacidade de geração e transmissão de energia renovável.

Vantagens da Infraestrutura de Portos Existente

A infraestrutura portuária existente no Brasil oferece várias vantagens para a difusão do hidrogênio de baixo carbono, especialmente nos portos do Açu, Pecém e Pernambuco. Estas vantagens incluem:

Integração com Infraestrutura Existente:

Os portos brasileiros já possuem uma infraestrutura robusta que pode ser adaptada ou integrada para o manejo do hidrogênio de baixo carbono. Isso inclui armazenamento, processamento e terminais de exportação, facilitando o fornecimento de hidrogênio para mercados externos, como a União Europeia.

Logística Avançada: Estes portos estão equipados com infraestrutura logística abrangente, permitindo a chegada eficiente de insumos tanto por transporte terrestre quanto marítimo. Isso é crucial para a cadeia de suprimentos do hidrogênio de baixo carbono, desde a aquisição de matérias-primas até a distribuição do produto final.

Proximidade de Polos Industriais: A proximidade desses portos a importantes polos industriais, como o complexo industrial de Camaçari na Bahia ou do setor siderúrgico no Sudeste, oferece um mercado potencialmente grande para o hidrogênio de baixo carbono. Esses polos industriais podem utilizar o hidrogênio em seus processos, reduzindo a pegada de carbono.

Conexão com a Rede Elétrica: A conexão destes portos com a rede elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil é um aspecto crucial. Isso facilita o acesso à energia necessária para a produção de hidrogênio, especialmente se essa energia for proveniente de fontes renováveis, fortalecendo ainda mais o perfil de baixo carbono do hidrogênio produzido.

Potencial para Energia Renovável: A localização geográfica de portos no Nordeste oferece maior acesso a fontes de energia renovável, como eólica e solar, fundamentais para a produção sustentável de hidrogênio, potencialmente atendendo aos critérios europeus.

Mercados de Exportação: A posição estratégica destes portos no Atlântico facilita o acesso a mercados internacionais, especialmente na Europa.

Experiência Operacional e Capacidade Técnica: Os portos brasileiros têm uma longa história e experiência na manipulação de

uma variedade de cargas, incluindo produtos químicos e combustíveis. Essa experiência pode ser valiosa na gestão do hidrogênio.

Estas vantagens colocam o Brasil em uma posição favorável para se tornar um importante player no mercado global de hidrogênio de baixo carbono, contribuindo para a transição energética e para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Impactos no Setor Elétrico

Para alcançar a escala que se almeja, os impactos no setor elétrico são relevantes. Apenas para efetivar a substituição da produção anual de H₂ cinza da Petrobras pela versão verde, seria necessário um consumo energético de cerca de 16.000 GWh. Isso exigiria uma capacidade instalada de energia eólica, por exemplo, de aproximadamente 4,55 GW adicionais.

No entanto, um dos desafios centrais reside nas necessidades de aprimoramento e reforço do sistema de transmissão. As plantas de eletrólise, para serem economicamente competitivas, precisarão operar continuamente (24 horas por dia, 7 dias por semana). Ocorre que no Brasil, as expansões do sistema de transmissão são financiadas em partes iguais pelos geradores de energia e pelos consumidores, sejam estes livres ou cativos. Assim, para os produtores de hidrogênio que dependerão

não só da autogeração, mas também da rede elétrica, emerge a questão do custo da energia contratada.

Outro fator que deve ser levado em consideração é a incompatibilidade temporal entre a expansão da transmissão e das fontes eólica e solar. A construção de uma linha de transmissão leva em média 5 anos para ser concretizada, já a expansão das fontes eólica e solar levam, em média, três anos. Este é um problema já vivenciado no setor elétrico atualmente e que tende a ser intensificado com o avanço da economia do hidrogênio.

Deficiências na Malha de Transporte Dutoviário

A difusão do hidrogênio de baixo carbono no Brasil está intimamente ligada à capacidade do país de superar as deficiências na infraestrutura de transporte dutoviário, o que requer investimentos financeiros substanciais, avanços tecnológicos e um planejamento estratégico que considere as necessidades atuais e futuras do mercado de energia.

A malha dutoviária atual, projetada exclusivamente para o transporte de gás natural, pode não ser adequada para o hidrogênio devido às diferenças nas propriedades físicas e químicas. Além disso, o alcance geográfico limitado da rede, concentrando-se nas regiões Sul e

Sudeste, restringe o acesso do hidrogênio produzido nas regiões com maior potencial de energias renováveis, como o Nordeste.

Para superar essas deficiências, seriam necessários investimentos significativos na expansão e adaptação da rede existente, incluindo a construção de

novos dutos e a adaptação dos existentes, desafio agravado pelas restrições fiscais e prioridades concorrentes. Além disso, o hidrogênio apresenta desafios únicos em termos de segurança e integridade de transporte, exigindo materiais e tecnologias específicos para mitigar os riscos de inflamabilidade e fragilização por hidrogênio.

Considerações finais

À medida que nos aprofundamos na análise da economia do hidrogênio no Brasil, tendo como base, inclusive, o desenvolvimento da economia do hidrogênio no mundo, torna-se evidente a sua capacidade única de remodelar o cenário energético nacional. A disponibilidade de recursos, somada à expectativa de uma das produções de hidrogênio de baixo carbono mais competitivas do mercado global, destacam a necessidade de uma abordagem mais diversificada e resiliente no setor.

As perspectivas de desenvolvimento apoiadas pelas iniciativas pioneiras, sejam em hubs centralizados, junto aos portos, sejam regionais em estados como Paraná, São Paulo,

Minas Gerais e Bahia, demonstram a percepção de viabilidade técnica e econômica por parte dos investidores. Além disso, o país enxerga o potencial de desenvolvimento de uma demanda interna em setores como refinarias, fertilizantes e siderurgia, juntamente com a emergente indústria de SAF, sinalizando um futuro promissor.

Estes avanços, combinados com o desenvolvimento de políticas estruturantes para incentivo aos investimentos em infraestrutura, e a definição de modelos de governança eficazes, são cruciais para sustentar este novo mercado. Adicionalmente, a atenção dedicada à certificação do hidrogênio, com critérios e requisi-

tos contextualizados ao Brasil, devem refletir em um montante de investimentos significativo no futuro da economia do hidrogênio no país. A criação de um sistema de certificação brasileiro para o hidrogênio com capacidade de fornecer informações criteriosas e que atendam aos interesses dos investidores, seja para produção de H₂ para o mercado externo seja para o mercado interno, é essencial.

Enfrentamos, no entanto, um desafio crítico na construção de um arcabouço regulatório para o hidrogênio de baixo carbono no Brasil. Este desafio reside em equilibrar a necessidade de aderir aos padrões internacionais,

posicionando o Brasil como um líder global, sem restringir as inovações e diversidade tecnológica nacional. A regulação não deve apenas facilitar o cumprimento dos critérios internacionais, mas também deve fomentar o desenvolvimento de uma economia de baixo carbono robusta e diversificada, aproveitando ao máximo o potencial nacional.

Assim, o Brasil tem a oportunidade única de buscar sua reindustrialização, ancorada em uma economia de baixo carbono, alavancando a produção e o uso de hidrogênio de baixo carbono como catalisadores de um futuro energético sustentável e inovador.

REFERÊNCIAS

ABICLOR. **Hidrogênio verde está no radar da indústria cloro-álcalis. 2022.** Disponível em: <https://www.abiclor.com.br/hidrogenio-verde-esta-no-radar-da-industria-cloro-alcalis/>.

BNEF. **BloombergNEF. Energy Transition Factbook** – Prepared for the 14th Clean Energy Ministerial. 2023b. Disponível em: https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/CEM-Factbook_2023.pdf.

BNEF. BloombergNEF. **New Energy Outlook 2022. 2023a.** Disponível em: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.

BNEF; IGU; SNAM. **Global Gas Report 2020. BloombergNEF, 2020.** Disponível em: https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-IGU-Snam-2020-Global-Gas-Report_FINAL.pdf.

BOTELHO, V.; BEZERRA, L. O potencial do hidrogênio verde para descarbonização da siderurgia e as oportunidades para o Brasil no futuro mercado de green steel. FGV Energia, **Coluna Opinião**, out. 2023. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/o_potencial_do_hidrogenio_verde.pdf.

CASTRO, N. et al. (org.). **A economia do hidrogênio: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil.** 1. ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2023. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/04/livro_economia_do_h2.pdf.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Balanco 2022.** CCEE (GERCI/GAIM), jan. 2023. Disponível em: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_1068101.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Manual para Certificação de Hidrogênio.** 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Manual%20para%20a%20Certifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20Hidrog%C3%AAnio%20REV1.1.docx/3b73a55e-3ed3-aeb1-8c92-e6d9c6b8a8d2>.

CIPP. Complexo Industrial e Portuário do Pecém. **Porto de Roterdã como Parceiro.** 2023. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/porto-de-roterda-como-parceiro/>.

CNI. Confederação Nacional das Indústria. **Hidrogênio Sustentável: Perspectivas e Potencial para a Indústria Brasileira.** Brasília: CNI, 2022. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2022/08/CNI-hidrogenio-verde-sustentavel-13ago2022.pdf>.

CNPE. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 6, de 20 de abril de 2021. Determina a realização de estudo para proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, n. 91, p. 10, 17 mai. 2021b. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-resolucoes-sobre-governanca-do-programa-nacional-do-hidrogenio-e-exploracao-de-petroleo/ResoluesCNPE6_2021.pdf.

CNPE. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 6, de 23 de junho de 2022. Institui o Programa Nacional do Hidrogênio, cria o Comitê Gestor do Programa Nacional do Hidrogênio, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, n. 147, p. 6, 4 de ago. 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/res_cnpe-6-2022.pdf.

CNPE. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 2, de 10 de fevereiro de 2021. Estabelece orientações sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia no País. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, n. 45, p. 2, 9 mar. 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-resolucoes-sobre-governanca-do-programa-nacional-do-hidrogenio-e-exploracao-de-petroleo/resolucao2cnpe.pdf>.

CONSELHO EUROPEU. **Iniciativa FuelEU Transportes Marítimos**: Conselho adota nova lei para descarbonizar o setor marítimo. Conselho da EU, Comunicado de Imprensa, 25 jul. 2023. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/pt/press/press-releases/2023/07/25/fueeu-maritime-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-maritime-sector/>.

CSIRO. **Hydrogen vehicle refuelling infrastructure**: Priorities and opportunities for Australia. 2023. Disponível em: <https://www.csiro.au/en/about/challenges-missions/hydrogen/hydrogen-vehicle-refuelling-infrastructure>.

DELOITTE. **Green hydrogen**: Energizing the path to net zero. 2023a. Disponível em: <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/green-hydrogen.html>.

DELOITTE. **Hydrogen**: Making it Happen. 2023b. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ie/Documents/ie-eri-gx-hydrogen-report.pdf>.

DENA. German Energy Agency. **What are Powerfuels?** A missing link to a successful global energy transition. 2023. Disponível em: <https://www.powerfuels.org/powerfuels/>.

DII; ROLAND BERGER. **The Potential for Green Hydrogen in the GCC Region**. 2021. Disponível em: <https://www.menaenergymeet.com/wp-content/uploads/the-potential-for-green-hydrogen-in-the-gcc-region.pdf>.

DNV. Det Norske Veritas. **Hydrogen Forecast to 2050**: Energy Transition Outlook 2022. Høvik, Noruega: DNV AS, 2022. Disponível em: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050.html>.

DOE. **U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap**. 2023.

EHB. European Hydrogen Backbone. **The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative. 2022**. Disponível em: <https://ehb.eu/>.

ENERGY TRANSITION COMMISSION. **Making the Hydrogen Economy Possible**: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy. 2021. Disponível em: www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Painel de indicadores de investimentos em inovação em energia no Brasil**. 2023c. Disponível em dashboard.epe.gov.br/apps/inova-e/dashboard.html

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio** – Nota Técnica. 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf).

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Financing the Energy Transition in Brazil: instruments and funding sources**. 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-684/topico-636/WEF%20EPE%20DEA%20IT%200003%202021%20Eng.pdf>

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Combustíveis Sintéticos. 2023a**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-763/Fact_Sheet_Combustiveis_Sinteticos_2023.08.30_PT.pdf

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Hidrogênio Cinza**: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural. 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Hidrogênio no Brasil**: Potencial técnico de produção de hidrogênio de baixo carbono. 2023b. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/arcgisportal/apps/storymaps/stories/68332aaa3fc64524a656583e1367daa3>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: MME/EPE, 2022c. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil** – Nota Técnica. 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrog%C3%AAnio%20em%20Refinarias.pdf>.

EUROPEAN COMMISSION. **Guidance Document on CBAM Implementation for Installation Operators Outside the EU**. Bruxelas: European Commission, 2023. Disponível em: https://taxation-customs.ec.europa.eu/system/files/2023-11/CBAM%20Guidance_non-EU%20231026%20for%20Web%20A.pdf

FRAZER-NASH CONSULTANCY & CORNWALL INSIGHT. **Hydrogen Transportation and Storage Infrastructure** - Assessment of Requirements up to 2035. 2022.

FRANKFURT SCHOOL OF FINANCE & MANAGEMENT GGMBH. **Financing of PtX Projects in Non-OECD Countries**. 2023. Disponível em: https://files.h2-global.de/H2G_Frankfurt-School_Financing-of-PtX-Projects.pdf

GLZ. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro**: Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde. 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf.

ELGOWAINY, A. et al. **Hydrogen Life-Cycle Analysis in Support of Clean Hydrogen Production. 2022.**

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen decarbonization pathways:** A life-cycle assessment. 2021b. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-decarbonization-pathways/>.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen for Net Zero:** A Critical Cost-Competitive Energy Vector. 2021. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-net-zero/>.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Insights 2022. 2022.** Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2022/>.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Insights 2023:** An update on the state of the global hydrogen economy, with a deep dive into North America. 2023. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023/>.

IDB. Inter-American Development Bank. **Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean. 2023.**

IEA. International Energy Agency. **Emissions Measurement and Data Collection for a Net Zero Steel Industry.** Paris: IEA, 2023c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/emissions-measurement-and-data-collection-for-a-net-zero-steel-industry>.

IEA. International Energy Agency. **Global Hydrogen Review 2022.** Paris: IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>.

IEA. International Energy Agency. **Global Hydrogen Review 2023.** Paris: IEA, 2023b. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8d434960-a85c-4c02-ad96-77794aaa175d/GlobalHydrogenReview2023.pdf>.

IEA. International Energy Agency. **Iron and Steel Technology Roadmap.** Paris: IEA, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>.

IEA. International Energy Agency. **Net Zero by 2050:** A Roadmap for the Global Energy Sector. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

IEA. International Energy Agency. **The Future of Hydrogen:** Seizing today's opportunities. Paris: IEA, 2019. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b-499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.

IEA. International Energy Agency. **Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity.** Paris: IEA, 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>.

INSTITUTO AÇO BRASIL. **A Siderurgia em Números:** Mini Anuário 2022. Rio de Janeiro: Instituto Aço Brasil, 2022. Disponível em: https://acobrasil.org.br/site/wp-content/uploads/2022/05/AcoBrasil_Mini_anuario_2022.pdf.

IPHE. International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy. **Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated with the Production of Hydrogen**: A Working Paper Prepared by the IPHE Hydrogen Production Analysis Task Force – Version 3. 2023. Disponível em: https://www.iphe.net/files/ugd/45185a_8f9608847cbe46c88c319a75bb85f436.pdf.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Geopolitics of the Energy Transformation**: The Hydrogen Factor. Abu Dhabi: IRENA, 2022d. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part III** – Green Hydrogen Cost and Potential. Abu Dhabi: IRENA, 2022a. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Green hydrogen for industry**: A guide to policy making. Abu Dhabi: IRENA, 2022c.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Innovation Outlook**: Renewable Ammonia. Abu Dhabi: IRENA, 2022b.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway**, Volume 1. Abu Dhabi: IRENA, 2023a. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Geopolitics Of The Energy Transition**: Critical Material. Abu Dhabi: IRENA, 2023b.

IRENA; METHANOL INSTITUTE. **Innovation Outlook**: Renewable Methanol. Abu Dhabi: IRENA, 2021.

KUZMA, S. et al. **Aqueduct 4.0: Updated Decision-Relevant Global Water Risk Indicators**. World Resources Institute. 2023.

MAERSK. **Maersk continues green transformation with six additional large container vessels**. 2022. Disponível em: <https://www.maersk.com/news/articles/2022/10/05/maersk-continues-green-transformation>.

MME. Ministério de Minas e Energia (Brasil). **Governo entrega Projeto de Lei do Combustível do Futuro**. 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/governo-entrega-projeto-de-lei-do-combustivel-do-futuro>.

MME. Ministério de Minas e Energia (Brasil). **Programa Nacional do Hidrogênio**: Plano de Trabalho Trienal 2023-2025. Brasília: MME, 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>.

MOREIRA, S.; LAING, T. **Sufficiency, sustainability, and circularity of critical materials for clean hydrogen**: Climate-Smart Mining Facility. The World Bank. 2022.

MUSLEMANI, H. **Stainless Green**: Considerations for making green steel using carbon capture and storage (CCS) and hydrogen (H₂) solutions. OIES Paper: CM03, mai. 2023.

OIES. Oxford Institute for Energy Studies. **Financing a world scale hydrogen export project**. 2023. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/01/Financing-a-world-scale-hydrogen-export-project-ET-21.pdf>

ORTIZ CEBOLLA, R. et al. **Assessment of Hydrogen Delivery Options**. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2022. Disponível em: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>.

PARKES, R. **Ten-fold expansion | Brazilian chemicals giant unveils \$1.5bn growth plans** for green hydrogen plant. Hydrogen Insight, 18 jan. 2023. Disponível em: <https://www.hydrogeninsight.com/production/ten-fold-expansion-brazilian-chemicals-giant-unveils-1-5bn-growth-plans-for-green-hydrogen-plant/2-1-1390060>.

PATONIA, A.; POUDINEH, R. **Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?**. OIES Paper: EL 45, jan. 2022. Oxford: OIES, 2022. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/01/Cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolysers-EL47.pdf>.

SAE. Secretaria Especial de Assuntos Estratégicos. **Plano Nacional de Fertilizantes 2050: Uma Estratégia para os Fertilizantes no Brasil**. Brasília: SAE, 2021. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2022/03/plano-nacional-de-fertilizantes-brasil-2050.pdf>.

SHELL. **Ethanol to H₂**. 2023. Disponível em: <https://www.shell.com.br/energia-e-inovacao/pesquisa-e-desenvolvimento/ethanol-to-h2.html>.

THYSSENKRUPP. **Unigel and thyssenkrupp nucera sign Memorandum of Understanding to increase production capacity of green hydrogen plant**. 2023. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/unigel-and-thyssenkrupp-nucera-sign-memorandum-of-understanding-to-increase-production-capacity-of-green-hydrogen-plant-175720>.

UNIDO. **Green Hydrogen Cluster Guidelines**. 2023.

UNIGEL. **Unigel fecha contrato com a thyssenkrupp nucera e investe US\$ 120 milhões na primeira fábrica de hidrogênio verde do Brasil**. 2022. Disponível em: <https://www.unigel.com.br/unigel-fecha-contrato-com-a-thyssenkrupp-nucera-e-investe-us-120-milhoes-na-primeira-fabrica-de-hidrogenio-verde-do-brasil/>.

USA GOV. **Inflation Reduction Act of 2022**. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>.

USP. Universidade de São Paulo. **Cerimônia de Lançamento da Placa Inaugural da Estação de Reabastecimento de Hidrogênio (Ethanol to H₂)**. 2023. Disponível em: <https://sites.usp.br/rcgj/cerimonia-placa-h2/>

WIJAYANTA, A. et al. Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 9, p. 15026-15044, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.112>.

WU, M.; VORA, M.; CHAUDHARY, I. **Pedal to the metal: Iron and steel's US\$1.4 trillion shot at decarbonisation**. Wood Mackenzie, Horizons, set. 2022. Disponível em: <https://www.woodmac.com/horizons/pedal-to-the-metal-iron-and-steels-one-point-four-trillion-usd-shot-at-decarbonisation/>.

XIUYING, G. et al. **Cost analysis of hydrogen production by electrolysis of renewable energy**. 2020

Mantenedores

Empresas que acreditam e investem em pesquisa para o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.

A **FGV Energia** agradece a seus **Mantenedores** o apoio dedicado às suas pesquisas e publicações.



ENERGIA PARA

REPENSAR REDESENVOLVER REVITALIZAR

REPENSAR

Repensar cada campo de óleo & gás com o objetivo de **maximizar** cada ativo, respeitando as comunidades.

REDESENVOLVER

Inovar e implementar novas estratégias de **desenvolvimento** em campos maduros.

REVITALIZAR

Incrementar atividades, **otimizar** as operações, sempre com segurança.



ELETRO BRASIL IDADE

A energia que move o nosso país é limpa e sustentável

Além de gerar e transmitir energia para as atividades da nossa população, a Eletrobras está focada em participar ativamente da transição energética no Brasil e no mundo com esforços para frear o aquecimento global e as mudanças climáticas. Investimos em projetos e ações, desde o desenvolvimento de novas tecnologias de geração por fonte renovável até projetos de mobilidade elétrica.

Saiba mais em eletrobras.com



 eletrobras.com
 [/user/SistemaEletrobras](https://www.youtube.com/user/SistemaEletrobras)
 [/Eletrobras](https://www.facebook.com/Eletrobras)

 [/company/eletrobras/](https://www.linkedin.com/company/eletrobras/)
 [/eletrobras](https://twitter.com/eletrobras)
 [/eletrobrasoficial/](https://www.instagram.com/eletrobrasoficial/)



Eletrobras

O que importa para nós é que a inovação chegue até você.

Por isso, investimos tanto em Pesquisar. Desenvolver. Experimentar. Aplicar. Atuamos, há mais de quatro décadas, com isenção, prontidão e competência, fatores que sustentam nossa credibilidade em níveis nacional e internacional.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel

Pesquisadores e técnicos altamente qualificados

Moderno complexo laboratorial para pesquisa experimental, ensaios e serviços tecnológicos

Papel estratégico no desenvolvimento da indústria nacional

Soluções tecnológicas amplamente utilizadas pelo setor elétrico brasileiro

Apoio técnico em P&D+ I para o governo, entidades setoriais, empresas, fabricantes e concessionárias

Ampla agenda de treinamentos e eventos técnicos
Parcerias com instituições de pesquisa do Brasil e do exterior

Seja um Associado do Cepel

Informações pelo e-mail dg@cepel.br

Saiba mais sobre o Cepel em: www.cepel.br



Eletrobras
Cepel

A pesquisa que constrói o futuro



norteENERGIA
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

Foram necessários mais de 40 anos de estudo para instalação da maior hidrelétrica brasileira na Amazônia.

O único aproveitamento hidrelétrico autorizado para a bacia do rio Xingu utiliza aproximadamente 174 km dos 1.979 km de extensão do rio e não alagou terras indígenas para a formação dos seus reservatórios à fio d'água.

Recursos destinados para proteção de mais de 8,6 milhões de hectares em Unidades de Conservação.

Com capacidade instalada de 11.233,1 MW e quantidade média de geração de energia de 4.571 MW fornece energia para 60 milhões de brasileiros.

O compromisso de Belo Monte com as atuais e futuras gerações, se materializa na transformação social promovida na região onde está instalada, com estruturas de educação, equipamentos de saúde, novas moradias, saneamento e qualidade de vida com ações de cidadania.

*Energia da
Amazônia,
essencial
para o Brasil.*



117 Projetos Ambientais



4.130 indígenas beneficiados em 27 programas



33 Hospitais e Unidades de Saúde



513 Km de rede (água e esgoto)



06 novos bairros com infraestrutura completa



3.850 casas construídas



436 salas de aula





A PetroRio investe
na recuperação de ativos,

alongando a vida útil

dos campos e reduzindo

os custos de produção.

Uma empresa inovadora,

dinâmica, criativa, que

evolui e cresce a cada dia.



PetroRio

**A MAIOR
COMPANHIA
INDEPENDENTE
DE ÓLEO E GÁS
DO BRASIL**



ENERGIA QUE VEM DA GENTE

UMA SÉRIE DE HISTÓRIAS
INSPIRADORAS FEITAS
DA ENERGIA QUE SÓ
A GENTE TEM.

**SHELL, IMPULSIONANDO
O PROGRESSO NO BRASIL
HÁ 108 ANOS.**



ESCANEIE
O QR CODE E ASSISTA
ÀS HISTÓRIAS
SHELL.COM.BR



Mantenedores





<https://fgvenergia.fgv.br>