

Um caminho para o mercado de hidrogênio de baixo carbono no Brasil

Nivalde de Castro | Ana Carolina Chaves

Mauricio Moszkowicz | Eduardo Serra | Sayonara Eliziário

organizadores



O hidrogênio de baixo carbono emerge como peça-chave na transição energética global e o Brasil, com sua matriz elétrica majoritariamente renovável, desponta como um protagonista natural nesse movimento.

Este livro propõe uma leitura abrangente e atual sobre os caminhos para o desenvolvimento do mercado brasileiro de Hidrogênio Verde (H₂V). Ao discutir desafios e oportunidades para sua integração nas indústrias de difícil abatimento, nos transportes, na agricultura e em outros setores estratégicos, a obra revela como o H₂V e seus derivados (os *e-fuels*) podem acelerar a descarbonização nacional e impulsionar novas cadeias produtivas.

Com linguagem acessível e rigor analítico, *Um caminho para o mercado de hidrogênio de baixo carbono no Brasil* apresenta contribuições valiosas para pesquisadores, formuladores de políticas, reguladores, agentes da cadeia de valor e demais interessados na transição para uma economia de energia limpa.

Desenvolvido pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL/UFRJ), o livro é um dos frutos do projeto “Pecém H₂V”, conduzido em parceria com a EDP no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL.



Um caminho para o mercado de hidrogênio de baixo carbono no Brasil

**Nivalde de Castro | Ana Carolina Chaves
Mauricio Moszkowicz | Eduardo Serra | Sayonara Eliziário**
organizadores

Rio de Janeiro, 2025



Um caminho para o mercado de hidrogênio de baixo carbono no Brasil

Nivalde de Castro | Ana Carolina Chaves
Mauricio Moszkowicz | Eduardo Serra | Sayonara Eliziário
organizadores



© EDP, GESEL-UFRJ, Energia Pecém e ANEEL, 2025.

Todos os direitos reservados a EDP, GESEL-UFRJ, Energia Pecém e ANEEL, 2025.

As visões e opiniões expressas na presente coletânea de artigos são de responsabilidade dos autores colaboradores e não representam necessariamente as visões e posições dos organizadores.

Impresso no Brasil.

ISBN 978-65-87065-91-5

Uma publicação da
E-papers Serviços Editoriais
<http://www.e-papers.com.br>

Capa
Foto Arquivo EDP

Diagramação
Ana Claudia Ribeiro

Revisão
Bianca Castro
Natasha Cavalcanti

CIP-BRASIL. CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO
SINDICATO NACIONAL DOS EDITORES DE LIVROS, RJ

U42

Um caminho para o mercado de hidrogênio de baixo carbono no Brasil /
organização Nivalde de Castro ... [et al.]. - 1. ed. - Rio de Janeiro : E-papers, 2025.

264 p. : il. ; 23cm.

Apêndice
Inclui bibliografia
ISBN 978-65-87065-91-5

1. Hidrogênio - Brasil. 2. Hidrogênio como combustível - Brasil. 3. Energia limpa
- Brasil. I. Castro, Nivalde de.

25-100378.0

CDD: 621.3124290981
CDU: 662.769.2(81)



Em 2020, o GESEL-UFRJ iniciou uma nova e precursora atividade de pesquisa sobre hidrogênio verde (H_2V), assumindo, rapidamente, uma posição liderante no Brasil. Tive o enorme privilégio de desenvolver um trabalho de pesquisa com a grande maioria dos organizadores e coautores deste instigante livro. Trata-se de um grupo de pesquisadores multidisciplinar, muito qualificados e com experiências profissionais muito ricas, diversificadas e complementares. A forte dinâmica desta nova área de pesquisa foi muito impulsionada pela liderança competente, entusiástica e inspiradora do Professor Nivalde de Castro, com o qual tive a oportunidade e o maior gosto em publicar vários artigos sobre este tema.

Este estimulante livro, com uma abordagem muito abrangente, detalhada e sistêmica, será uma referência incontornável e de leitura obrigatória sobre a temática para todos os *stakeholders* do *cluster* do hidrogênio (H_2) renovável: decisores de políticas públicas, reguladores, operadores na cadeia de valor do H_2V , *offtakers* industriais, entre outros.

A aceleração da transição energética e a descarbonização da economia sugerem a necessidade de promover a produção e a incorporação de quantidades crescentes de H_2V , de modo a viabilizar a substituição expressiva dos combustíveis fósseis nos setores em que a eletrificação não parece ser uma solução mais custo-eficaz e, muitas vezes, não é mesmo uma solução tecnicamente viável.

Nesta perspectiva, o H_2V é um portador de energia com elevada intensidade energética e, por isso mesmo, poderá ser uma alternativa aos combustíveis fósseis em algumas atividades industriais *hard to abate* (refino, químicas pesadas, produtos siderúrgicos etc.), impulsionar a mobilidade com base em *fuel cells* do transporte rodoviário pesado de passageiros e mercadorias, possibilitar a produção de combustíveis renováveis aplicáveis nos setores marítimos e na aviação, além de proporcionar condições favoráveis ao armazenamento de energia produzida via fontes renováveis.

Inicialmente, havia uma ambição, porventura excessiva, muito influenciada pela crença de que o desenvolvimento do hidrogênio poderia replicar o processo de crescimento e de globalização rápido do gás natural liquefeito (GNL). É preciso ter presente que, ao contrário do H_2V , o GNL era muito competitivo em relação ao propano e tinha custos associados ao transporte muito mais baixos do que o hidrogênio.

Inspirado no desenvolvimento do mercado global do gás natural, admitia-se que se passaria progressivamente dos acordos bilaterais entre governos, visando a criação de condições propícias às exportações e importações de H_2V , para as operações típicas de mercado baseadas em soluções descentralizadas, através de acordos entre os agentes de mercado e contratos bilaterais. Passados quatro anos, contudo, o balanço indica que pouco se avançou na concretização desses objetivos tão portadores de mudança.

Ademais, a produção de H_2V enfrenta os desafios inerentes ao que conceitualmente é denominado por indústria nascente. Por um lado, vislumbra-se um cenário de médio e longo prazo promissor, em função da demanda potencial de H_2V para a descarbonização. Por outro lado, no curto prazo, muitos projetos não conseguem sair do papel, em razão das incertezas inerentes ao seu nascimento, provocando frustrações e adiando as metas de expansão dessa nova indústria. Em diferentes locais, inúmeros projetos, com uma elevada capacidade produtiva de H_2V , tanto para atender demandas nacionais, quanto, principalmente, orientados para a exportação, não foram concretizados ou suspenderam a sua execução.

Hoje, portanto, prevalece a opinião de que, pelo menos no curto e médio prazo, o H_2V deve ser produzido e consumido nos polos industriais em que estão instalados os *offtakers*, de forma a consolidar uma vantagem competitiva para a exportação de produtos verdes, como, por exemplo, os fertilizantes verdes, os combustíveis renováveis ou o aço verde.

A inovação tecnológica, o escalamento da produção, a redução dos custos da produção de eletricidade de base renovável, os investimentos nas infraestruturas e a dinamização da demanda serão essenciais para estimular a competitividade do H_2V e diminuir a sua desvantagem de custos. Contudo, ainda não é possível prever em qual momento irá ocorrer a paridade entre o H_2V e o hidrogênio fóssil.

De acordo com relatório *Global Hydrogen Review 2024*, publicado pela *International Energy Agency* (IEA), a desvantagem relativa de custos do hidrogênio renovável perde relevância à medida que se caminha ao longo da cadeia de valor e se aproxima do produto final. Por exemplo, quando se utiliza aço verde em veículos elétricos, o impacto final no incremento dos custos de venda ao público é de 1%.

As estratégias apresentadas nas diferentes geografias deixavam bem claro que era necessário proceder, *a priori*, com a institucionalização de um arcabouço regulatório que estabelecesse as regras desde a fase inicial de desenvolvimento, incluindo, todavia, uma dinâmica adaptativa ao longo do tempo que permitisse superar as falhas de mercado que caracterizam as indústrias

nascentes e seus mercados emergentes. Todos estavam cientes que, apesar da urgência, esse processo inicial poderia ser mais longo do que o desejável.

A União Europeia (UE), um bloco que tem sido muito proativo na criação de condições efetivas para o desenvolvimento da indústria e do mercado de H₂V, aprovou, em 21 de dezembro de 2023, uma diretiva que visa facilitar a penetração dos gases renováveis no sistema energético, possibilitando a transição do gás natural, para alcançar o objetivo de neutralidade climática em 2050. Destaca-se, também, a criação do *European Hydrogen Bank* (EHB), em 2022, um instrumento financeiro para acelerar o investimento na cadeia de valor dos gases renováveis, considerando que a disposição de fontes de financiamento customizadas é uma variável estratégica para a transição energética.

No âmbito dos Estados Unidos (EUA), o *Inflation Reduction Act* (IRA) prevê a destinação de subsídios às empresas sediadas no país que superam US\$ 391 bilhões, com a finalidade de estimular a aceleração do processo de transição energética e a dinamização das tecnologias limpas, incluindo o H₂V. As regras referentes à concessão de créditos fiscais ao H₂V foram publicadas em 22 de dezembro de 2023, o que veio a permitir finalmente a sua aplicação.

A China, por sua vez, detém um protagonismo inquestionável ao nível global no que diz respeito às tecnologias de geração renovável (nomeadamente solar e eólica), à toda a cadeia de valor da mobilidade elétrica (carregadores, veículos elétricos e baterias) e, ainda, à tecnologia do 5G com reflexos na digitalização da energia. Para reforçar e consolidar a sua liderança nas tecnologias verdes, a China elaborou um plano com a dimensão temporal de 15 anos (2021-2035), cujo objetivo inequívoco é assegurar a sua liderança na cadeia de valor do H₂V. De acordo com várias fontes, algumas empresas chinesas estão realizando a integração vertical entre a produção de eletrolisadores e de painéis solares, de forma a promoverem uma redução de custos baseada na exploração de economias de escala e escopo, replicando uma estratégia aplicada anteriormente, com sucesso bem conhecido, a projetos industriais baseados na produção conjunta de painéis solares e baterias.

No âmbito mais geral e estratégico, existem outros fatores que restringem e determinam um desenvolvimento mais lento do que o esperado da indústria do H₂V. De acordo com o relatório *Renewables 2023*, publicado pela IEA, os produtores de eletrolisadores têm sido confrontados com a dificuldade de firmarem contratos com *offtakers* capazes de garantir uma demanda mínima que viabilize os investimentos na criação de uma cadeia produtiva mais robusta, de modo a prover escalabilidade e redução do custo do quilo

do H_2V . A desvantagem competitiva do H_2V e a inexistência de incentivos à sua utilização em substituição do hidrogênio fóssil são fatores, entre outros, geradores de incertezas que justificam tal reação de prudência dos *offtakers*.

Por fim, considerando o estado da arte atual do desenvolvimento tecnológico, o H_2 é um portador de energia que tem custos elevados de transporte e de armazenamento, devido à complexidade associada aos seus processos de liquefação e de gaseificação. Esse fato constitui um forte condicionante restritivo às exportações de H_2V pelas diferentes alternativas de transporte e, desde modo, suscita sérias dificuldades para a criação de um mercado global à semelhança do que atualmente ocorre com o gás natural. A opção que se busca é identificar e eleger qual será o derivado do H_2V que terá condições técnicas e econômicas para lastrear esse novo mercado energético, imprescindível para garantir a descarbonização e o enfrentamento do aquecimento global.

O relatório *Global Hydrogen Review 2024* faz um balanço sobre os desenvolvimentos do H_2V , permitindo concluir que houve uma evolução muito favorável em 2023 e com expectativas bastante positivas para 2024 a todos os níveis: dinamização do investimento, inovação com reflexos na redução do *gap* de custos com o hidrogênio de base fóssil, políticas de dinamização da procura de forma a viabilizar a oferta (Contratos por Diferença – CfD, compras públicas, fixação de quotas de utilização de H_2V na indústria), avanços no reconhecimento mútuo das certificações, entre outros aspectos. Esse relatório identifica, também, algumas tendências relevantes sobre a evolução presente e futura do H_2V .

- O H_2V tem ainda pouca relevância na satisfação da demanda e na capacidade instalada à escala global:
 - a) A demanda global de hidrogênio atingiu as 97 Mt em 2023, dos quais menos de 1 Mt correspondeu à produção de H_2V .
 - b) A capacidade instalada de eletrolisadores em 2023 correspondeu globalmente a 20 GW, em que 6,5 Mt resultaram de investimentos efetuados nos últimos 12 meses.
- A China posiciona-se na vanguarda enquanto promotor de políticas públicas e na liderança tecnológica do H_2V , tendo em vista que 40% da capacidade instalada de eletrolisadores está localizada em território chinês e mais de 60% da capacidade industrial de produção global de eletrolisadores é detida por empresas chinesas.
- Existem expectativas relativamente otimistas no que diz respeito à inovação tecnológica:

- a) Os avanços em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) têm progredido mais rapidamente do lado da oferta, com muitas tecnologias disponíveis na fase comercial e, embora se registrem progressos promissores ao nível das utilizações industriais do hidrogênio verde, ainda há um espaço de melhoria muito expressivo a ser alcançado.
- b) O número de patentes regista um aumento muito expressivo, o que indicia uma confiança crescente nas futuras oportunidades de mercado e se reflete no surgimento de novas ideias e produtos com potencial comercial.
- c) O H₂V possui uma desvantagem de custos muito expressiva, mas existe a expectativa de que a inovação tecnológica permita reduzir o *gap* de custos.

O *Global Hydrogen Review 2024* apresenta o Brasil como sendo um dos mais promissores protagonistas globais no desenvolvimento do H₂V, já que possui vantagens competitivas decorrentes do seu elevado potencial de energias renováveis, da institucionalização de um sistema regulatório eficiente e eficaz, assim como da existência de um setor industrial moderno, bem dimensionado e competitivo à escala global.

É interessante sublinhar que, ao contrário de outros países, o Brasil resistiu aos cantos das sereias que convidavam às proclamações ambiciosas, mas, tal como já referido anteriormente, nem sempre com os devidos fundamentos técnicos e económicos. Em linha com a profundidade e o rigor que caracterizam este livro, as entidades públicas, empresariais e académicas optaram por fazer o trabalho de casa, de forma a proporem recomendações e planos de ação consistentes, exequíveis e portadores de futuro.

Aconselho vivamente a leitura deste livro que, embora reconheça que estamos perante uma jornada desafiante e plena de obstáculos, nos aponta caminhos e soluções que são imprescindíveis para o alcance da neutralidade carbónica em 2050.

Vitor Santos

Professor Catedrático do ISEG, Universidade de Lisboa

A indústria do hidrogênio verde é o expoente da transição para uma sociedade de baixa emissão de carbono. A combinação do atributo sustentável com a eficiência em termos de energia por unidade de massa torna o H_2V uma alternativa sólida para acelerar, nas próximas décadas, a substituição de combustíveis fósseis como energético e insumo em uma miríade de atividades econômicas. Candidato promissor para o desenvolvimento sustentável, o H_2V também expressa o valor máximo do conceito em gerar crescimento e prosperidade econômica com proteção do meio ambiente e do clima, para as atuais e próximas gerações.

Essa mensagem positiva não isenta, porém, a contínua contribuição técnica para o desenvolvimento dessa indústria, abrangendo seus aspectos tecnológicos, político-regulatórios, de infraestrutura, financiamento e mercado. Somente a análise técnica, isenta e imparcial, tem o mérito de reduzir a assimetria de informação, apontando as oportunidades e os desafios a serem endereçados, bem como os modelos de negócio mais atraentes para produtores e consumidores tomarem suas decisões de investimento. Trata-se, igualmente, de dotar entes públicos dos diagnósticos necessários para fundamentar recomendações de políticas e regulamentações adequadas para a nascente indústria do H_2V .

Considerando esses propósitos, este livro em mãos descortina os debates prioritários para o desenvolvimento do mercado de H_2V , com ênfase no Brasil. A admirável renovabilidade da matriz energética e elétrica do país, favorecido e gigante pela própria natureza, não prescinde da descarbonização nos processos industriais, no consumo energético em indústrias e modos de transporte de difícil abatimento de emissões, no manejo do solo que depende do uso de fertilizantes nitrogenados para a produção agrícola, entre outras aplicações nas quais o H_2V e os eletrocombustíveis (*e-fuels*) derivados são aliados fundamentais para acelerar a transição energética brasileira.

Porém, da mesma forma que acoplar a abundância de fontes renováveis em geração de energia limpa – o que alçou o Brasil a condição de referência internacional no setor energético – não prescindiu do planejamento, de políticas de incentivo e do trabalho de atração de investimentos, com o H_2V não será diferente.

Os estágios iniciais da “indústria verde” podem aproveitar a experiência de outras indústrias disruptivas que dependeram da colaboração

público-privada. Nesse aspecto, uma política governamental ativa e coerente para aproximar o setor empresarial traz resultado na redução das incertezas para investimentos capital-intensivos e arriscados. Estado e empresariado devem, necessariamente, assumir parcerias na condução de um processo genuíno de desenvolvimento econômico e tecnológico. Tal parceria depende de incentivos para sustentar, de um lado, efeitos econômicos que impactem uma mudança na demanda para alternativas sustentáveis e, por outro, efeitos políticos que preservem as credenciais brasileiras de país protagonista na transição energética.

Os incentivos perpassam: i) a participação direta de recursos públicos, desde que reorganizado o espaço fiscal para transmitir os subsídios corretos em detrimento daqueles ineficientes aplicados aos combustíveis fósseis; ii) ferramentas de incentivo à produção, investimentos e comercialização, como créditos fiscais e contratos por diferença; iii) a precificação do carbono, capaz de nivelar as condições de concorrência entre os combustíveis ao atribuir preço às externalidades negativas de energéticos carbono-intensivos; iv) mandatos de mistura ou redução de emissões, para assegurar o consumo em um cronograma definido, entre outras medidas que apoiem mudanças no padrão de consumo das empresas junto a seus fornecedores; e v) compras governamentais com critérios de sustentabilidade, para criar demanda por produtos industriais verdes. Além disso, cabem outras medidas criativas e customizadas para fomentar o mercado de H_2V , com base em uma colaboração transparente e participativa das esferas pública e privada.

Nesse aspecto, a agenda política e econômica do H_2V no Brasil tem conquistado espaços mais relevantes, transitando de um vetor energético restrito a pesquisas nos meios acadêmicos para investimentos reais em plantas de produção, e um marco regulatório é fundamental para posicionar o país entre os principais *players* globais. A meta do Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2) em consolidar o Brasil como o produtor mais competitivo no mundo até 2030 deve, porém, exigir medidas mais ambiciosas para tornar o país um destino natural de investimentos. A atratividade do baixo custo da geração de energia renovável no Brasil é uma vantagem, mas a competitividade do H_2V dependerá de todas as condições comerciais em campo e de esforços para tornar os projetos financiáveis.

A bancabilidade de projetos de H_2V requer assegurar contratos *offtake* de longo prazo, com arranjos mistos e equilibrados de preço para determinados volumes de hidrogênio, a fim de garantir tanto um fluxo previsível de receitas para o produtor quanto a flexibilidade para o consumidor. Além disso, o compartilhamento de riscos no financiamento, incluindo instituições

financeiras públicas e privadas em conjunto, e a formação de *hubs* para dividir os custos da infraestrutura logística de transporte e armazenamento, facilitando o encontro de produtores e consumidores, são imprescindíveis para o desenvolvimento desta indústria nascente.

Esses aspectos estão sendo testemunhados, na prática, em projetos em desenvolvimento na UE, onde metas objetivas foram colocadas pela política *RePowerEU* e mecanismos pioneiros de leilões por meio do EHB estão em funcionamento. Da mesma forma, projetos têm migrado para os Estados Unidos em busca das vantagens oferecidas pelos subsídios do *Inflation Reduction Action*. Há, portanto, uma indústria em franco desenvolvimento no mundo, de modo que aqueles que se anteciparem terão resultados mais expressivos em participação de mercado e inserção competitiva em uma Nova Ordem Econômica Mundial Verde.

Diante dessa nova configuração econômica, o Brasil tem a oportunidade de não apenas exportar molécula renovável, com base no potencial de geração limpa acima das necessidades de consumo elétrico no país, mas promover o adensamento tecnológico do parque industrial no país. É importante ressaltar que essa dupla oportunidade implica na reflexão sobre questões relativas à neointustrialização e à agregação de valor da pauta comercial no Brasil, vinculadas à capacidade nacional em absorver tecnologias inovadoras.

Absorvê-las, como é o caso do H_2V , significa assegurar a longevidade da indústria nacional em um contexto econômico no qual o carbono será gradualmente mais caro. Preparar a indústria para oferecer produtos verdes, destravando novas aplicações para o H_2V , será a chave para diversificar a economia e promover o crescimento do PIB, além de gerar empregos e renda.

A Nova Ordem Econômica Mundial Verde também possui contornos geopolíticos bem delineados. Assim, a grande competição no mundo pelo conhecimento e capacidade industrial em torno de tecnologias de baixo carbono se refere ao combate às mudanças climáticas, mas, sobretudo, à busca por autonomia, segurança energética, controle da cadeia de suprimentos e capacidade de influenciar as escolhas tecnológicas em outros países.

Há um caminho promissor para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde no Brasil e trabalhar por sua capacitação renderá um futuro mais sustentável e economicamente próspero para o país.

Fernanda Delgado

Presidente da Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde (ABIHV)

Em um cenário global marcado pela urgência de descarbonização e pela necessidade de mitigar os efeitos do aquecimento global, a transição energética se apresenta como um dos maiores desafios do Século XXI. A busca por alternativas que reduzam a dependência de combustíveis fósseis e os impactos climáticos coloca o hidrogênio verde no centro das soluções mais promissoras para uma economia sustentável. Com sua versatilidade, o hidrogênio verde encontra aplicação em diversos setores econômicos e industriais: desde a geração de energia até a produção de fertilizantes nitrogenados e hidrocarbonetos, como combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) e *e-fuels*. Como vetor energético, ele é essencial para descarbonizar diversos setores, integrar fontes renováveis intermitentes e reforçar a segurança energética em uma matriz de baixo carbono.

Nesse contexto, o Projeto Pecém H₂V se destaca como uma iniciativa inovadora e estratégica, desenhada para consolidar o papel do hidrogênio verde na matriz energética brasileira e projetar o Ceará e o Brasil como protagonistas nesse mercado global emergente.

Mais do que uma iniciativa de PD&I, o Pecém H₂V une ciência, tecnologia e estratégias de mercado, em uma abordagem integrada que abrange todas as etapas da cadeia de valor do hidrogênio. O projeto vai além da produção, operando como uma plataforma viva para testar soluções, validar conceitos e processos e desenvolver modelos de negócio sustentáveis. Essa visão abrangente posiciona o Pecém H₂V como um modelo replicável e escalável, preparado para atender às demandas de uma economia global cada vez mais comprometida com a inovação tecnológica e a sustentabilidade.

Assim, Pecém H₂V surgiu como uma resposta estratégica às necessidades impostas pela transição energética global. No entanto, sua concepção está profundamente alicerçada na expertise acumulada ao longo de anos em projetos inovadores desenvolvidos no âmbito do Programa de PD&I regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Projetos pioneiros em áreas como geração termelétrica sustentável, mobilidade elétrica e gestão de ativos industriais forneceram uma base técnica sólida para o desenvolvimento de iniciativas mais ambiciosas. Essas experiências não apenas impulsionaram o avanço do Setor Elétrico Brasileiro, mas também reafirmaram o compromisso com a inovação, a sustentabilidade e a excelência operacional.

O ponto de partida para o Pecém H₂V foi a Resolução CNPE nº 02/2021, que definiu o hidrogênio como a principal prioridade para a aplicação de recursos de PD&I no setor elétrico. Essa diretriz abriu o caminho para o desenvolvimento de tecnologias emergentes alinhadas aos desafios climáticos globais. Desde sua concepção, em julho de 2021, o projeto evoluiu em paralelo às discussões nacionais sobre a regulação do hidrogênio, que culminaram, em agosto de 2024, na sanção do Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono e na implementação do PNH2. Esses avanços regulatórios consolidam o alinhamento estratégico do Pecém H₂V, reforçando a posição do Brasil como um potencial líder no mercado de hidrogênio verde.

O Brasil apresenta condições excepcionais para a produção competitiva de hidrogênio verde, especialmente devido ao seu Sistema Interligado Nacional (SIN) ser predominantemente baseado em fontes renováveis. A localização de Pecém H₂V no estado do Ceará oferece vantagens estratégicas adicionais. A região combina um dos melhores potenciais globais para a geração de energia solar e eólica, com fatores de capacidade superiores a 60%, e a infraestrutura robusta do Porto do Pecém, um *hub* logístico conectado aos principais mercados consumidores globais.

Além disso, o projeto encontra sinergias únicas com a UTE Pecém, uma usina termelétrica de 720 MW movida a carvão, que fornece um ambiente ideal para testes de aplicações industriais do hidrogênio verde. Um exemplo promissor é a co-queima de hidrogênio com combustíveis fósseis nas caldeiras da termelétrica, permitindo a redução gradual de emissões em processos industriais intensivos em carbono.

Outro avanço significativo foi a substituição do hidrogênio cinza pelo verde no arrefecimento dos geradores da usina, explorando as propriedades superiores do H₂ como agente de troca térmica. Com uma capacidade de troca térmica 2,5 vezes maior do que a do ar e uma densidade 1/14 menor, o hidrogênio verde se mostrou altamente eficiente, otimizando o desempenho dos equipamentos e reforçando a sustentabilidade operacional. Deste modo, Pecém H₂V, ao explorar essas condições e oportunidades, atua como uma iniciativa que pavimenta o caminho para futuros projetos de maior escala, capazes de atender à crescente demanda global, incluindo não só leilões nacionais como potenciais leilões internacionais.

No centro do Pecém H₂V está sua planta piloto, projetada como uma Prova de Conceito (PoC) para validar tecnologias em condições reais de operação. Equipado com um eletrolisador *Proton Exchange Membrane* (PEM) de 1,25 MW, que é alimentado por uma planta fotovoltaica de 3 MWp, o sistema tem capacidade para produzir 250 Nm³/h de hidrogênio verde, com pureza

de 99,9999%. Além disso, o projeto aproveitou sinergias técnicas com a usina termelétrica, utilizando-se de infraestruturas já existentes, como sistemas elétricos, utilidades industriais e suporte técnico operacional. Tal integração resultou em uma planta de produção otimizada em termos de custos de implementação (CAPEX) e operação (OPEX). Esse arranjo tecnológico, alinhado aos mais rigorosos padrões internacionais, não apenas demonstra a viabilidade técnica e ambiental do hidrogênio verde como alternativa sustentável, mas também destaca a eficiência econômica alcançada pela utilização de recursos existentes.

Um marco significativo do projeto foi a obtenção da certificação de origem do hidrogênio verde pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em conformidade com os padrões europeus estabelecidos na Diretiva de Energia Renovável (RED II/III). A certificação assegura a rastreabilidade do insumo e atesta seus atributos de sustentabilidade, como a redução da pegada de carbono. Esse feito consolida o Pecém H₂V como pioneiro no Brasil, alcançando a produção da primeira molécula de hidrogênio verde em escala de megawatts no país em dezembro de 2022.

A planta piloto do Pecém H₂V opera como um verdadeiro laboratório vivo, enfrentando desafios técnicos, regulatórios e ambientais essenciais para a integração do hidrogênio verde em cadeias produtivas complexas. Um dos avanços mais relevantes é o desenvolvimento do queimador acoplador, projetado para permitir a co-queima de hidrogênio com combustíveis fósseis. Essa tecnologia está em fase avançada de validação e busca demonstrar sua viabilidade em reduzir emissões de carbono em setores industriais intensivos.

Outro avanço importante é a plataforma de modelagem de negócios, desenvolvida para analisar cenários de aplicação do hidrogênio considerando variáveis econômicas, regulatórias e técnicas. Essa ferramenta ajuda a identificar barreiras e oportunidades de mercado, permitindo a criação de modelos comerciais adaptados a diversos setores, como produção de amônia (NH₃), transporte e processos industriais. Além disso, o projeto contribuiu para o aperfeiçoamento das legislações ambientais nacionais, sendo parte integrante do primeiro modelo de licenciamento ambiental específico para unidades de hidrogênio verde, conforme a Resolução COEMA.

O Pecém H₂V vai além de ser um projeto tecnológico de PD&I, sendo uma iniciativa pioneira, estratégica e de posicionamento na transição energética e descarbonização. Como laboratório vivo, o projeto atrai o interesse de setores acadêmico, técnico, científico e empresarial, funcionando como base para estudos, parcerias e transferência de conhecimento com agentes

nacionais e internacionais. Ao integrar ciência, inovação e mercado, o Pecém H₂V pavimenta o caminho para uma economia sustentável e resiliente, posicionando o Brasil como um dos líderes no mercado global de hidrogênio verde e referência no processo de transição energética justa.

Cayo Moraes

Gestor Executivo de Operação (Energia Pecém), Gerente do Projeto Pecém H₂V

21 **CAPÍTULO 1**

Enquadramento Geral

Ana Carolina Chaves | Luiza Masseno | Mauricio Moszkowicz | Nivalde de Castro

25 **CAPÍTULO 2**

A Indústria do Hidrogênio Verde e sua Infraestrutura

Adely Branquinho | Eduardo Serra | Igor Julião | Kalyne Brito
Luiza Masseno | Thereza Aquino | Vinicius José Braz

65 **CAPÍTULO 3**

Regulação e Políticas Públicas

Adely Branquinho | Luiza Masseno | Ana Carolina Chaves | Igor Julião
Kalyne Brito | Nivalde de Castro | Sayonara Eliziário | Thereza Aquino
Vinicius José Braz

105 **CAPÍTULO 4**

Estrutura de Financiamento para Projetos de Hidrogênio de Baixo Carbono

Adely Branquinho | Ana Carolina Chaves | Igor Julião | Kalyne Brito
Luiza Masseno | Sayonara Eliziário | Thereza Aquino | Vinicius José Braz

147 **CAPÍTULO 5**

O Mercado de Hidrogênio Verde

Ana Carolina Chaves | Eduardo Serra | Igor Julião | Kalyne Brito
Luiza Masseno | Mauricio Moszkowicz

177 **CAPÍTULO 6**

Plataforma de Simulação H2GLab

Adely Branquinho | Francesco Tommaso | Maurício Moszkowicz
Michelle Malher | Nelson Siffert | Roberto Brandão | Sérgio Braga
Thereza Aquino

197 **CAPÍTULO 7**

Aplicação da Plataforma na Concepção e Avaliação da Produção de Amônia Verde

Adely Branquinho | Francesco Tommaso | Kalyne Brito

Maurício Moszkowicz | Michelle Malher | Nelson Siffert | Thereza Aquino

227 **CAPÍTULO 8**

Oportunidades e Desafios para o Mercado de Hidrogênio de Baixo Carbono

Adely Branquinho | Ana Carolina Chaves | Igor Julião

Kalyne Brito | Luiza Masseno | Maurício Moszkowicz

Sayonara Eliziário | Thereza Aquino | Vinicius José Braz

243 **Referências**

261 **Apêndice**

*Ana Carolina Chaves
Luiza Masseno
Mauricio Moszkowicz
Nivalde de Castro*

O hidrogênio de baixo carbono (H_2BC) irá desempenhar um importante papel no processo de transição energética para uma economia verde. De acordo com a *International Energy Agency* (IEA, 2024), a demanda global por hidrogênio atingiu 97 Mt, em 2023, um aumento de 2,5% em comparação a 2022. A participação do H_2BC ainda é inferior a 1 Mt, mas a perspectiva é de forte crescimento até 2030, impulsionada pela expansão de projetos de eletrólise de baixa emissão de carbono e de combustíveis fósseis com tecnologia de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS).

Nesse processo de transição energética, os vetores de conversão da mudança da matriz energética serão centrados principalmente na indústria pesada, na geração de energia e na produção de combustíveis a base de H_2BC . Desta forma, pode-se dizer que a mudança climática e os fatores geopolíticos abriram uma janela de oportunidade para que países com vantagens comparativas na produção de fontes renováveis possam atrair plantas manufatureiras intensivas em energia e com compromisso de descarbonização.

Assim, o processo de *powershoring* se apresenta como uma alavanca para a neointustrialização verde em países da América Latina. No caso brasileiro, esse processo é de fundamental importância para o atingimento de metas de descarbonização e de posicionamento estratégico como protagonista no fornecimento de produtos verdes de alto valor agregado no mercado global.

A consolidação de novos modelos de negócio nesse processo pode aumentar a competitividade de *commodities* e produtos industrializados nacionais no contexto global *vis a vis* os recentes posicionamentos internacionais,

notadamente da UE, com o *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM¹) para taxação de importações intensivas em carbono. Além disso, pode impulsionar a ampliação de investimentos estrangeiros e nacionais em toda a cadeia de produção de produtos como o hidrogênio verde e derivados, desde a implantação de plantas de energia renovável até a infraestrutura de transporte e uso final, impactando positivamente na geração de emprego e renda.

Apesar do crescimento de propostas de projetos de H₂BC, diversos desafios ainda se mostram presentes. Além das dificuldades inerentes à expansão da produção e do consumo deste vetor energético em larga escala, existem desafios tecnológicos específicos para a adaptação e conversão dos setores industriais para o uso do H₂BC.

Como exemplo, pode-se citar o setor siderúrgico, no qual o uso do H₂BC depende não apenas da sua disponibilidade a custos competitivos em relação ao hidrogênio cinza, mas também da capacidade de adaptação dos processos de redução direta. Deste modo, atingir um cenário *Net Zero Emission* implica em um aumento significativo da produção de H₂BC em um período relativamente curto. Metade das propostas anunciadas ainda está na fase de estudo de viabilidade e, atualmente, os projetos em construção ou que obtiveram uma decisão final de investimento (FID) representam apenas 6% das iniciativas divulgadas (IEA, 2023b).

A obtenção de FID tem sido um dos maiores obstáculos para o avanço e consolidação dos projetos, por diversas razões que incluem a falta de estruturas eficazes para a redução dos riscos ou abordagens muito individualizadas e politizadas com altos custos de transação (WEICHENHAIN *et al.*, 2024). Além disso, a obtenção de FID requer acordos pré-contratuais de compra vinculantes e capital substancial para o desenvolvimento dos projetos, sendo as maiores barreiras para a expansão dessa nova indústria.

No Brasil, o custo do capital, considerando que a taxa básica dos juros é hoje uma das maiores do mundo, o esforço e a criatividade para dar competitividade ao H₂BC exigem profundo conhecimento e articulação entre a oferta de hidrogênio e seu uso final.

Além da barreira financeira, ainda devem ser solucionadas barreiras econômicas, institucionais e sociais. Atualmente, a demanda por H₂BC é incipiente, se caracterizando como um desafio para a sua adoção generalizada. A título de exemplo, a América Latina possui recursos abundantes de energias

1 O CBAM é uma ferramenta de política industrial da UE para evitar que seus produtos, que devem pagar pelas emissões de carbono no mercado regulado (EU-ETS), se tornem menos competitivos do que os importados, o que estimularia a transferência de indústrias intensivas em carbono para países fora do bloco. Os importadores de bens no escopo das novas regras deverão relatar as emissões de gases de efeito estufa incorporadas em suas importações (emissões diretas e indiretas).

renováveis para a produção de hidrogênio verde, mas não apresenta grandes usuários finais dispostos a consumir este insumo (IRENA, 2024), em função do diferencial de preço em relação ao hidrogênio cinza. Destaca-se também que, apesar do rápido crescimento no número de eventos, estudos e relatórios sobre H_2BC , há uma assimetria na socialização das informações sobre esse mercado nascente entre as partes interessadas, gerando o risco de uma perspectiva otimista exagerada, segundo a qual o potencial do H_2BC estaria fundamentado em expectativas irrealistas.

Assim, o aumento da articulação e coordenação entre agentes é fundamental para a ampliação de novas parcerias e investimentos para o desenvolvimento de capacidades industriais, de forma a aproveitar as oportunidades emergentes no desenvolvimento da indústria do hidrogênio verde. A combinação de políticas inovadoras, instrumentos de mercado, inovações tecnológicas, novos modelos de negócio, cooperação internacional, compartilhamento e disseminação de conhecimento e mudança do comportamento do consumidor tendem a fortalecer o desenvolvimento de um novo sistema energético para a construção de uma economia de baixo carbono, incluindo a indústria nascente do hidrogênio verde.

Nesta direção, o governo brasileiro apresentou significativos avanços, com destaque para a elaboração do Plano Nacional de Hidrogênio e do seu Plano de Trabalho Trienal 2023-2025, que estabelece ações para o desenvolvimento do H_2BC no Brasil, a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono e a publicação da Chamada Estratégica para projetos de H_2BC pela ANEEL. Essas medidas buscam estabelecer um ambiente regulatório estável e garantir segurança jurídica para os investimentos no setor.

É reconhecido que o Brasil apresenta grandes potencialidades para o desenvolvimento de projetos de H_2BC , pois reúne condições geográficas e de infraestrutura favoráveis para a implantação dessas iniciativas. O parque industrial brasileiro abriga empresas de setores-chave para a cadeia de valor do hidrogênio, desde a produção, o transporte, o armazenamento e o uso final.

Vale ressaltar a presença de grandes empresas industriais potencialmente demandantes deste recurso energético, com destaque para os setores petroquímico, químico, siderúrgico, metalúrgico, cimento, fertilizantes, mobilidade e energético. Ademais, a promoção e articulação de diferentes *hubs* industriais no Brasil, com o uso de H_2BC e derivados, contribuirá para o desenvolvimento econômico, a geração de empregos e o fortalecimento industrial nacional.

Posto isto, o presente livro busca contribuir com a reflexão acerca do mercado de hidrogênio verde no Brasil, analisando o seu potencial

econômico-financeiro, técnico-operacional e mercadológico e identificando, sobretudo, os desafios, as oportunidades, os condicionantes e os requisitos associados à sua consolidação. Em paralelo, mostra-se fundamental o desenvolvimento, pelo governo brasileiro, dos ambientes regulatório, político e econômico, com seu posterior acompanhamento.

A Indústria do Hidrogênio Verde e sua Infraestrutura

Adely Branquinho

Eduardo Serra

Igor Julião

Kalyne Brito

Luiza Masseno

Thereza Aquino

Vinicius José Braz

Indústria: Equipamentos, Peças e Componentes

Este capítulo se inicia com a análise do panorama industrial das diferentes etapas envolvidas na cadeia produtiva do hidrogênio, dos pontos de vista técnico-econômico e mercadológico.

A cadeia produtiva do hidrogênio gerado via eletrólise da água consiste basicamente em cinco etapas, representadas na Figura 2.1. No *upstream* da cadeia, engloba-se a geração e distribuição de energia renovável, o fornecimento de água tratada para o eletrolisador e a própria eletrólise da água. Já no *midstream* e *downstream* da cadeia, estão presentes o processamento do H_2V , que envolve a sua compressão, liquefação ou conversão em outro produto químico, assim como o armazenamento e transporte.

Geração e Distribuição de Energia Renovável

A eletrólise da água requer o fornecimento de energia elétrica para o eletrolisador, a qual pode ser proveniente da rede ou ser fornecida por uma planta de energia renovável (solar, eólica ou hidrelétrica), *ongrid* ou *offgrid*, preferencialmente localizada nas proximidades da planta de produção de H_2V . Independentemente de como a energia é fornecida, é necessário o uso de

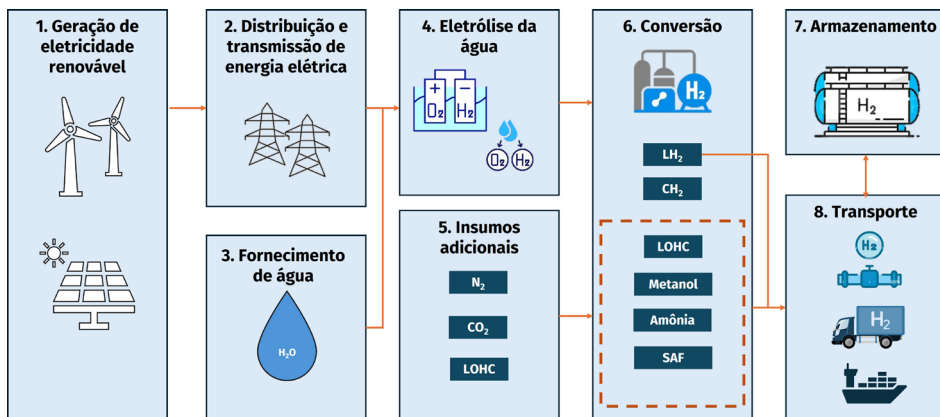


Figura 2.1. Esquema da cadeia produtiva do hidrogênio eletrolítico.

Fonte: Elaboração própria.

equipamentos elétricos e eletrônicos para garantir que o suprimento esteja de acordo com as especificações do eletrolisador, como retificadores de corrente, transformadores e outros componentes elétricos (conectores, chaves, disjuntores etc.).

O retificador de corrente é um dos componentes mais importantes, pois converte a corrente alternada da rede de distribuição de energia elétrica para corrente contínua (COGNITIO CONSULTORIA, 2022; IRENA, 2020). Para plantas de eletrólise de pequena escala, esses equipamentos elétricos e eletrônicos são geralmente fornecidos como parte do conjunto vendido por fabricantes de eletrolisadores ou através de um projeto personalizado de engenharia, aquisição e construção (*Engineerig, Procurement and Construction – EPC*). À medida que a escala da planta aumenta, os sistemas auxiliares de eletrólise tendem a fazer parte do conjunto de fornecimento (IRENA, 2020). Há muitos fabricantes de retificadores com diversas potências, sendo os principais listados no Quadro 2.1.

Os transformadores utilizados nas plantas de eletrólise da água realizam a conversão da energia elétrica da rede para as tensões e correntes necessárias para a eletrólise. Observa-se que os transformadores se tornam cada vez mais demandados pela crescente adoção de fontes renováveis de energia, objetivando maiores eficiência e durabilidade em sistemas de eletrólise e, também, visando o aumento da vida útil dos eletrolisadores (SAMIRMAYERT, 2024).

Grande parte das maiores empresas no mercado de transformadores para produção de H_2V também é fornecedora de retificadores e os esforços atuais de PD&I se concentram em melhorar a eficiência e o desempenho dos eletrolisadores.

Quadro 2.1 – Principais fabricantes de retificadores e classes de potência.

Empresa	Origem	Faixa de potência	Atuação no mercado de H ₂ V	Referências
	Estados Unidos	1 MW a 100 MW	Oferece transformadores especializados e soluções de eletrônica de potência especificamente adaptadas para a produção de H ₂ V. É uma das empresas líderes no mercado.	AMSC (2024)
	Suécia	225 kW a 10 MW	Possui parceria com fabricantes de equipamentos, como NEL Hydrogen, Air Liquide, Proton on Site, Cumberland, Siemens, Linde, Elchemtech, HyET Hydrogen e Titan.	Kraft Powercon (2023a); Kraft Powercon (2023b)
	Itália	4,5 MW a 2,4 GW	Possui parceria com fabricantes de equipamentos, como McPhy e ITM Power, e está envolvida em projetos de planta de eletrólise de água do mar no Oriente Médio.	FRIEM (2021)
	Suíça	Até 440 MW	Abrangente portfólio de produtos e experiência em sistemas de fornecimento e gerenciamento de energia, além de possuir parcerias com diversas empresas em projetos de H ₂ .	Fuel Cell Works (2023); ABB (2023)
	China	188 kW a 5 MW	Forneceu um retificador de 23 MW para um projeto de eletrólise da água no Oriente Médio e retificadores para projetos localizados na China.	Green Power (2024)
	Índia	300 kW a 100 MW	É especializada em retificadores projetados para eletrolisadores. Os equipamentos são personalizados de acordo com as especificações do projeto.	YonderH2 (2024)
	Holanda	1,25 MW a 10 MW	Forneceu retificadores e transformadores para projeto em Bogotá, que produzirá 65kg de H ₂ por dia. Também forneceu equipamentos para projeto de H ₂ na Suécia e na Guiana Francesa.	AEG Power Solutions (2021); AEG Power Solutions (2022)
	Brasil	360 W a 251 kW	Forneceu o sistema de retificação para a planta de H ₂ V da Energia Pecém, além de outros motores síncronos para a planta de H ₂ liquefeito e o sistema de armazenamento de energia para a planta piloto de H ₂ de Furnas.	WEG (2023)

Fonte: Elaboração própria.

Fornecimento de água tratada

A água é um dos principais insumos para a produção do hidrogênio eletrolítico e a sua pureza é um fator essencial, dado que as impurezas podem provocar a degradação dos componentes do eletrolisador, especialmente o empilhamento de células (*stack*) (IRENA, 2020). O nível de pureza requerido é especificado pelos fabricantes, expresso em termos de condutividade da água e normalmente menor do que $1\mu\text{S}/\text{cm}$ (BECKER *et al.*, 2023).

Idealmente, são necessários 39 kWh de energia elétrica e 8,9 litros de água para a produção de 1 kg de hidrogênio a 25°C e 1 atm de pressão. Entretanto, a eficiência típica de eletrolisadores comerciais se encontra na faixa de 56% a 73%, correspondendo, portanto, a 70,1 – 53,4 kWh/kg. Adicionalmente, o consumo de água representa apenas o requerido para a produção do H_2 , ao qual deve ser adicionado, também, o consumo de água, não necessariamente tratada e de alta pureza, para os demais subsistemas dos eletrolisadores. Em projetos comerciais, a água é, ainda, o resfriamento de equipamentos ou até mesmo para a purificação do hidrogênio.

O Quadro 2.2 apresenta a intensidade do consumo de água, considerando aquela consumida na eletrólise, no resfriamento de equipamentos e na purificação do hidrogênio. Esta intensidade pode variar de acordo com a tecnologia de eletrólise empregada.

Destaca-se que o consumo de água na produção de H_2 pode ser reduzido com o aumento da eficiência dos eletrolisadores. Para cada aumento de 1% na eficiência do eletrolisador, o fornecimento e consumo de água na produção de H_2 é reduzido em cerca de 2% (IRENA e BLUERISK, 2023).

O desmineralizador ou deionizador é o dispositivo responsável pela purificação da água, sem sais minerais, íons e cloretos e com baixa condutividade. Para a produção de H_2 , o processo mais utilizado é a osmose reversa, que consiste na utilização de uma membrana capaz de separar fisicamente os sólidos dissolvidos na água. De modo geral, os eletrolisadores já possuem um sistema de osmose reversa interno. Caso o tratamento da água seja externo ao eletrolisador, é necessário um equipamento adicional que realize a osmose reversa (COGNITIO CONSULTORIA, 2022; MAYYAS *et al.*, 2019). O Quadro 2.3 apresenta os principais parâmetros técnicos gerais para o processo de osmose reversa.

A dessalinização da água do mar para a produção de hidrogênio pode adicionar ao custo do projeto cerca US\$ 0,02 a US\$ 0,05/kg H_2 (IRENA e BLUERISK, 2023), representando de 10% a 15% do Custo de Capital (CAPEX) total dos equipamentos (HARRISON, 2024). Diante disso, a garantia de uma maior pureza da água implica diretamente na competitividade do projeto de produção do H_2 .

Entretanto, cabe mencionar a existência de projetos de PD&I em curso cujo objetivo é viabilizar a utilização de diferentes fontes de água com menores custos, incluindo a água do mar, a despeito dos potenciais problemas de corrosão e produção de cloro (AHAD *et al.*, 2023).

Quadro 2.2. Intensidades do fornecimento e consumo de água por tipo de tecnologia de eletrolisador.

Eletrolisador	Intensidade do fornecimento de água (L/ kg H ₂)			Intensidade do consumo de água (L/ kg H ₂)		
	Média	Máx.	Min.	Média	Máx.	Min.
Alcalino	32,24	34,61	29,88	22,28	23,59	20,96
PEM	25,70	26,46	24,94	17,52	18,04	17,00

Fonte: Elaboração própria, a partir de IRENA e Bluerisk (2023).

Quadro 2.3. Parâmetros técnicos para a osmose reversa da água.

Tecnologia para desmineralização	Consumo de água (L/kg H ₂)	Consumo de energia (kWh/m ³)	Eficiência	Condutividade da água (µS/cm)
Osmose reversa	Água doce: 13,5 – 15 Água do mar: 27 – 30	0,37 – 10	70% a 85%	0,056

Fonte: Elaboração própria, com dados de Harrison (2024) e Lopser (2022).

Eletrólise da Água

A eletrólise da água é um processo eletroquímico, que consiste na separação das moléculas de água em hidrogênio e oxigênio pela passagem de corrente elétrica, com o emprego de equipamentos denominados eletrolisadores. Atualmente, existem quatro tecnologias de eletrolisadores: i) alcalino (ALK); ii) de membrana de troca de prótons (PEM); iii) de membrana de troca de ânions (AEM); e iv) de óxido sólido (SOEC).

Os eletrolisadores ALK e PEM apresentam maior maturidade tecnológica e estão disponíveis comercialmente. Os eletrolisadores com as tecnologias AEM e o SOEC, no entanto, ainda se encontram em desenvolvimento e aplicação em escala laboratorial.

O Quadro 2.4 apresenta os principais indicadores técnicos dos eletrolisadores ALK e PEM, os quais devem ser cuidadosamente avaliados ao longo de um projeto de produção de H₂V, pois podem impactar diretamente os custos de operação e manutenção, assim como o CAPEX. Ressalta-se que os parâmetros apresentados são gerais e teóricos, podendo variar a depender das

condições específicas de operação da planta de hidrogênio e dos respectivos fornecedores.

Quadro 2.4. Principais parâmetros técnicos dos eletrolisadores ALK e PEM.

Tecnologia	ALK	PEM
Temp. de operação (°C)	60 – 80	50 – 80
Pressão (bar)	1 – 200	1 – 50
Cons. de Energia (kWh/Nm³)	3,8 – 4,4	4,53 – 7,3
Prod. de H ₂ (Nm³/h)	1,5 – 3880	0,22 – 5000
Eficiência (%)	55 - 73	55 – 75
Vida útil do stack (h)	<90.000	<60.000
Vida útil do sistema	>20 anos	35.000 horas - 80.000 horas (cerca de 9 anos)

Fonte: Benghanem *et al.* (2024).

Geralmente, os eletrolisadores PEM têm uma vida útil menor em comparação com os eletrolisadores ALK, cujas causas podem ser várias, tais como: degradação da membrana de polímero, contaminação dos eletrodos, problemas relacionados à operação em altas pressões e temperaturas, sensibilidade a impurezas e variações nas condições de operação. A tecnologia PEM, no entanto, opera em temperaturas mais baixas e apresenta resposta mais rápida às mudanças no suprimento de energia, o que se torna relevante no caso de aplicações de energia intermitente. Além disso, sistemas com eletrolisadores ALK são mais complexos se comparados aos sistemas com eletrolisadores tipo PEM, pois requerem o uso de um maior número de equipamentos auxiliares.

Cabe destacar que o elemento-chave na produção de hidrogênio, qualquer que seja a fonte de energia elétrica, é o empilhamento do eletrolisador no qual ocorre a conversão da água em hidrogênio, oxigênio e calor, via o fornecimento de energia elétrica. O empilhamento de células do eletrolisador é um dispositivo de corrente contínua de baixa tensão, que requer um sistema de controle e eletrônica de potência para conectá-lo a uma fonte de energia de alta tensão em corrente alternada.

Os eletrolisadores do tipo PEM demandam uma área relativamente pequena, tornando-os mais adequados e vantajosos do que os ALK para áreas industriais ou de alta densidade urbana. Apesar disso, os eletrolisadores ALK podem ser fabricados com materiais abundantes e mais baratos, como níquel sinterizado ou aço inoxidável revestido com níquel. Por outro lado, os

eletrolisadores PEM utilizam anodos de titânio, irídio ou rutênio revestidos com óxidos metálicos mistos (MMO), implicando em um custo mais elevado. Os principais fabricantes internacionais de eletrolisadores encontram-se indicados no Quadro 2.5, com destaque para a presença da Hytron como único fabricante brasileiro.

Mundialmente, os fabricantes de eletrolisadores anunciaram que atualmente a capacidade disponível de fabricação é de cerca de 14 GW, sendo que metade desta se concentra na China, país que tem incrementado, de forma exponencial, a sua capacidade de produção, com a finalidade de atingir ganhos de escala para se consolidar como o fabricante mais competitivo no mercado em termos de custos. De acordo com relatório publicado, em 02 de outubro de 2024, pela IEA (2024), nos últimos 12 meses cerca de 6,5 GW de capacidade de eletrólise atingiram a decisão final de investimento, sendo 40% na China. Assim, a expectativa é que a expansão do parque fabril chinês reduza o custo final de fabricação de eletrolisadores.

Simultaneamente, os grandes fabricantes chineses de painéis solares entraram no mercado de eletrolisadores e, atualmente, respondem por um terço da capacidade de fabricação. Trata-se de uma disputa comercial com fabricantes europeus, razão pela qual a UE decidiu limitar a participação máxima chinesa em 25% da capacidade total a ser instalada dos projetos que concorrem ao incentivo de € 1,2 bilhão via EHB.

A Hytron Energia e Gás é a única empresa que produz eletrolisadores no Brasil, com sua sede localizada em Sumaré, São Paulo. A empresa foi fundada em 2003 como um *spin-off* do Laboratório de Hidrogênio da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), tendo construído um veículo movido a hidrogênio e célula a combustível. Desde então, a Hytron tem ampliado o seu portfólio de soluções voltadas para os setores de gases e energia, incluindo os eletrolisadores e sistemas de reforma do etanol para produção de hidrogênio. Em novembro de 2020, a empresa foi adquirida pelo Neuman&Esser Group (NEA), da cidade de Aachen, na Alemanha, e integrada à NEA Energy Solutions como uma empresa e marca independentes (COGNITIO CONSULTORIA, 2022).

Acompanhando esse avanço, foram anunciados projetos ou memorando de entendimento (MoU) em toda a cadeia de H₂ nos diversos estados brasileiros. O Quadro 2.6 consolida algumas dessas iniciativas.

Quadro 2.5. Principais fabricantes de eletrolisadores no mundo.

Empresa	Origem	Tecnologia	Capacidade	Atuação no mercado de H ₂ V	Referências
	França	ALK	3 kW – 100 MW	Envolvida com projetos de H ₂ de larga escala, forneceu equipamentos para diversas plantas de eletrólise e estações de abastecimento de H ₂ .	McPhy (2024)
	França	PEM e ALK	-	É parceira em seis dos sete <i>hubs</i> de H ₂ anunciados pelo DOE nos EUA. Também dispõe de tecnologias para liquefação, captura de carbono e carreadores de H ₂ , além de possuir uma <i>joint venture</i> com a Siemens Energy dedicada à fabricação de eletrolisadores em escala industrial.	Air Liquide (2023); Air Liquide (2022)
	Alemanha	PEM	>20 MW – 200 MW	Atua em diversos projetos de H ₂ , tais como Trailblazer, Flagship ONE, Haru Oni, Normand'Hy, Hy4Chem-EI, H2 Future.	Siemens Energy (2023)
	Estados Unidos	ALK e PEM	>2,5 MW	Possui mais de 600 eletrolisadores instalados pelo mundo.	Cummins (2023)
	Reino Unido	PEM	2 MW – 20 MW	Em 2022, forneceu um eletrolisador de 24 MW de capacidade para uma planta de amônia verde da Yara.	ITM Power (2024); ITM Power (2022)
	Noruega	ALK e PEM	0,27 – 4.920 Nm ³ /h	Forneceu cerca de 3.500 soluções de eletrolisadores para mais de 80 países e contabiliza 110 soluções H2Station entregues ou em andamento para 14 países.	Michigan Government (2023); Iberdrola (2022)
	Alemanha	ALK e SOEC	2,68 MW – 10 MW	Fornece eletrolisadores para projetos na Europa, incluindo um projeto de combustíveis verdes na Finlândia (20 MW). Em 2023, forneceu tecnologia SOEC para um projeto de aço verde em parceria com a Salzgitter AG.	Sunfire (2023a); Sunfire (2023b); Sunfire (2024)

Empresa	Origem	Tecnologia	Capacidade	Atuação no mercado de H ₂ V	Referências
	Estados Unidos	PEM	1 MW – 10 MW	Expandiu o fornecimento de eletrolisadores para Walmart, Home Depot e Amazon e lançou o seu novo sistema de célula a combustível estacionária de alta potência para carregamento de frotas de veículos elétricos.	Plug Power (2024)
	Alemanha	PEM	1 MW – 100 MW	Forneceu eletrolisadores para projetos em diversos países na Europa, tais como SailH2 (Espanha), Renewable Gasfield (Áustria) e Grenzland Energie Kompakt (Alemanha).	H-TEC Systems (2024); H-TEC Systems (2024b); MAN, Energy Solutions (2023)
	Itália	ALK e PEM	4,5 MW – 100 MW	Em 2023, forneceu equipamentos para projetos em diversos países, especialmente na Europa, e participou do desenvolvimento da planta de H ₂ do Walmart no Chile.	Walmart (2023); Green Hydrogen Systems (2024)
	Alemanha	ALK	20 MW	Está envolvida em projetos de larga escala, na Arabia Saudita (2 GW) e assinou um MoU com a Unigel para ampliar a planta de H ₂ de 60 MW para 240 MW no Brasil.	Thyssenkrupp (2023a); Thyssenkrupp (2023b)
	Alemanha	ALK e PEM	50 kW – 5 MW	Possui parceria com empresas para desenvolver projetos piloto de H ₂ V no Brasil.	Chiappini (2022); Agência FAPESP (2022)

Fonte: Elaboração própria.

Quadro 2.6. Iniciativas de H₂BC no Brasil.

Empresa	Local	Segmento	Descrição
Neuman & Esser	Itajubá – MG	Construção do Centro de Hidrogênio Verde (C H ₂ V)	A ideia é cobrir os aspectos básicos de controle, medição, proteção e segurança, logística e uso final, além das aplicações de maior potencial no âmbito da mobilidade, geração de energia e usos industriais para o abastecimento de veículos a partir de 2023. Com a implementação da unidade de produção, composta de um eletrolisador tipo PEM de 300 kW de potência, tanques de armazenamento e uma célula a combustível, o Centro será alimentado exclusivamente por painéis fotovoltaicos e terá a capacidade de produzir 60Nm ³ /h de H ₂ V.
Casa dos Ventos / Comerc / TransHydrogen Alliance	Pecém – CE	MoU para a produção e exportação de amônia verde	O acordo prevê a exportação da amônia verde produzida no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no Ceará, para o Porto de Roterdã, na Holanda, até 2026. A usina de Pecém terá capacidade de até 2,4 GW de eletrólise, produzindo 960 toneladas de hidrogênio por dia.
Unigel / ThyssenKrupp / Nucera	Camaçari – BA	MoU para produção de H ₂ V	O objetivo é ampliar a planta de hidrogênio verde da Unigel. A instalação, que utiliza eletrólise da água, terá sua capacidade instalada quadruplicada para 240 MW. O hidrogênio produzido será utilizado para produzir amônia verde.
CGN Brasil / Quinto Energia	Estado da Bahia	MoU para produção de H ₂ V	O objetivo é implementar um megacomplexo de energia eólica e solar no interior da Bahia, com foco na produção em larga escala de hidrogênio verde.
EDF Renewables	Pecém – CE	MoU para a implantação de unidade de produção do H ₂ V	O acordo firmado com o Governo do Ceará visa a implantação de uma unidade de produção do hidrogênio verde no Pecém. O objetivo do MoU é impulsionar a cadeia produtiva do Hidrogênio Verde no Ceará, alinhando-se à meta do grupo empresarial, que pretende alcançar 3 GW de eletrolisadores instalados mundialmente até 2030.
Shell Brasil / Hytron / Raízen	São Paulo - SP	Estação de abastecimento de hidrogênio	Construção da primeira estação experimental de abastecimento de hidrogênio renovável baseada em etanol, visando produzir hidrogênio limpo para abastecer ônibus e veículos leves na Universidade de São Paulo (usp).
TotalEnergies / Petrobras / Casa dos Ventos	Nacional	MoU para a implantação de unidade de produção do H ₂ V	O acordo visa explorar oportunidades conjuntas em energia renovável e H ₂ BC no Brasil, prevendo estudos para investir em energia eólica <i>onshore</i> , eólica <i>offshore</i> , solar e H ₂ BC no país.

Empresa	Local	Segmento	Descrição
Fortescue	Pecém – CE	Implantação de uma planta para produção de H ₂ V	A planta tem uma capacidade final de produção de 837 toneladas por dia de hidrogênio verde, baseada no consumo de 2,1 GW de eletricidade renovável.
ArcelorMittal/ EDP	Espírito Santo	MoU para planta piloto de produção de H ₂ V	Acordo para avaliar a viabilidade de uma planta piloto de produção de hidrogênio verde para uso na fabricação de aço.
Eletronuclear	Angra dos Reis – RJ	Projeto para a produção de H ₂	Iniciativa para produzir 100 toneladas anuais de hidrogênio limpo, ampliando para 167 toneladas com a conclusão de Angra 3, a partir das usinas nucleares de Angra dos Reis.
Unigel	Camaçari – BA	Projeto para fábrica de H ₂ V	A fábrica com uma capacidade inicial de produção de 100 mil toneladas anuais de hidrogênio verde e 600 mil toneladas anuais de amônia verde.

Fonte: Elaboração própria.

Processamento, Armazenamento e Transporte do Hidrogênio

Após a etapa de produção do H_2V , este é destinado a um tanque de armazenamento, mesmo em caso de uso imediato. O tanque também opera como um pulmão (*buffer*), de modo a acomodar pequenas variações de vazão e pressão comuns ao processo de produção e tratamento do hidrogênio. Além disso, o armazenamento eliminar pequenas ondas de choque que transitam pelo gás, resultantes da abertura e do fechamento de válvulas (COGNITIO CONSULTORIA, 2022).

O hidrogênio deixa o eletrolisador na forma gasosa, convencionalmente a uma pressão de 30 bar. No entanto, para facilitar o seu transporte, é necessário um volume menor, significando em aumentar a pressão, liquefazer o H_2V ou agregá-lo a portadores de hidrogênio, como a amônia ou transportadores líquidos orgânicos (LOHC). Esses processos, por sua vez, demandam energia e, portanto, os custos envolvidos são mais elevados.

A conversão do hidrogênio em outros produtos químicos pode facilitar o seu armazenamento e transporte por longas distâncias, uma vez que é mais fácil manusear os seus derivados (amônia, metanol, SAF etc.). No entanto, o uso de portadores de hidrogênio requer insumos adicionais, como nitrogênio (amônia), uma fonte de carbono biogênico (metanol) e um portador (LOHC).

Após a etapa de processamento, o hidrogênio pode ser armazenado e distribuído. O Quadro 2.7 apresenta os principais parâmetros técnicos de algumas opções de armazenamento de hidrogênio, que requerem diferentes especificações.

Quadro 2.7. Principais parâmetros técnicos das opções de armazenamento de hidrogênio.

Armazenamento	Distribuição	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Densidade (kg H_2 /m ³)	Consumo energético específico (kWh/kg H_2)
Hidrogênio gasoso comprimido	Transporte rodoviário, marítimo e gasodutos	300 - 700	Ambiente	24,5 - 40,8	<6
Hidrogênio liquefeito	Transporte rodoviário, marítimo e gasodutos	1	-252,78	70,8	4.19 - 15,8
Amônia líquida	Navio	8,6	20 - 33	107,7 - 120	>10.4
Metanol	Navio	Ambiente	Ambiente	95,04 - 99	>8.9

Fonte: Patonia e Poudineh (2022, 2023), IRENA (2022), Usman (2022) e Yang et al. (2023).

As opções para a distribuição do hidrogênio e derivados são, basicamente, os transportes rodoviário e marítimo ou através de gasodutos. Atualmente, o armazenamento do hidrogênio em cilindros e tanques no estado líquido ou gasoso é o mais utilizado, incluindo a opção de transporte terrestre. As empresas Air Liquide (Cyolor), Linde, Hexagon Purus, Plastic Omnium, Provaris Energy e Luxfer Gas Cylinders são as principais empresas responsáveis pelo armazenamento do hidrogênio em tanques ou cilindros.

O armazenamento subterrâneo pode ser feito em cavernas de sal, aquíferos salinos, reservatórios de gás esgotados ou em outras estruturas geológicas com diferentes condições de pressão e volume. Observa-se que a capacidade de armazenamento subterrâneo de hidrogênio nos projetos existentes varia de 32 mil a 906 mil m³ (YANG *et al.*, 2023).

Infraestrutura da Cadeia de Hidrogênio Verde: Energia, Transporte e Distribuição

Energia

Os recursos renováveis, como as energias eólica e solar, são de extrema relevância para a produção do H₂V e compõem uma parcela significativa do custo final do hidrogênio. De acordo com o WEF (2024), cerca de 60% a 70% do custo final do H₂V provém da energia elétrica e, portanto, a redução desta será essencial para garantir que as projeções de custos competitivos de produção de H₂V, na faixa de US\$ 1 a US\$ 2/kg, sejam alcançadas.

Nesse contexto, o Brasil está entre os países mais bem posicionados para a produção e exportação de H₂V e seus derivados. Em 2023, o país apresentava cerca de 89,2% de fontes renováveis na matriz elétrica (hidrelétrica, eólica e solar), como mostra a Figura 2.2.

O custo da geração de eletricidade renovável no país é um dos mais competitivos no mundo, resultante de condições naturais favoráveis, de altos fatores de capacidade e de incentivos às energias solar e eólica implementados no país. Destaca-se o potencial de expansão das fontes de energia eólica e solar, ímpar em relação ao resto do mundo.

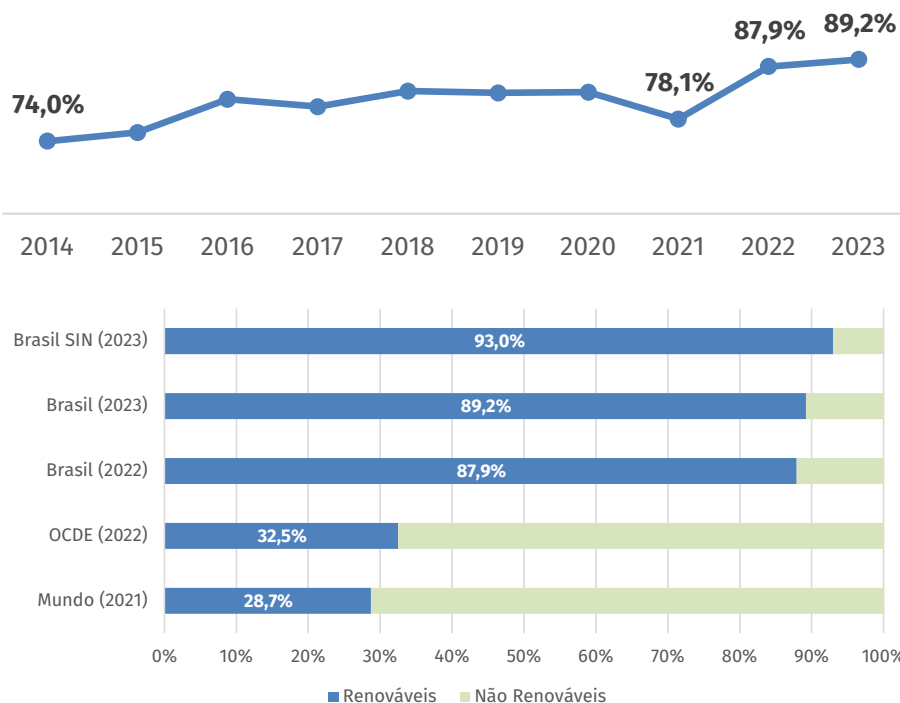


Figura 2.2. Participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira, ano base 2023.

Fonte: EPE (2024).

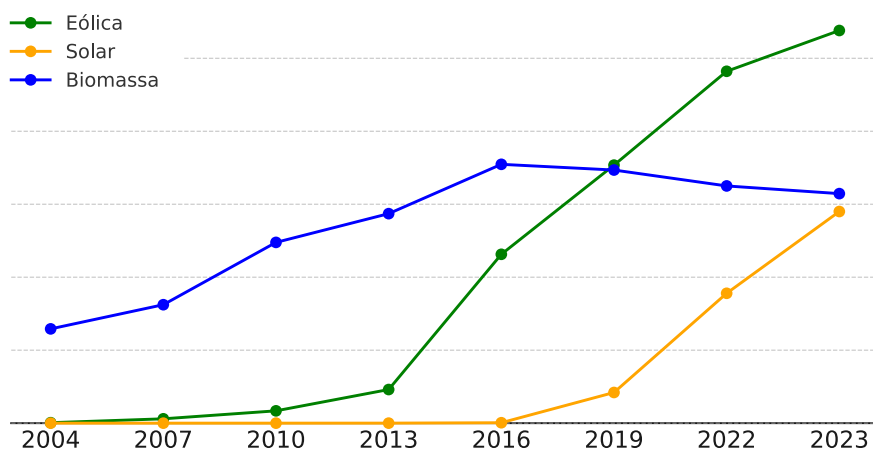


Figura 2.3. Participação das fontes eólica, solar e térmica à biomassa na matriz elétrica brasileira (2004-2023).

Fonte: Elaboração própria, a partir de Energy Institute (2024).

Atualmente, as energias eólica e solar situam-se dentre as que mais crescem no país e, em 2023, elas já representavam, respectivamente, 13% e 7% da capacidade de geração do Brasil. A Figura 2.3 apresenta o crescimento da participação das fontes solar, eólica e térmica à biomassa na matriz elétrica brasileira, entre 2004 e 2023.

A abundância de fontes de energia renováveis no país, incluindo hidrelétrica, eólica e solar, possibilita a produção de H_2V através do processo de eletrólise. Em 2023, a capacidade instalada para geração de energia solar e eólica na Região Nordeste do Brasil atingiu 28,3 GW, representando uma parcela substancial da geração renovável nacional.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, o Brasil possui um potencial técnico para produção de H_2V estimado em 1,8 Gt/ano. Considerando as tecnologias já operacionais no Brasil e aquelas que possuem viabilidade técnica e econômica na experiência internacional, o país contabiliza um potencial técnico para produção de hidrogênio superior a 480 Mt/ano. Os projetos de energia eólica em terra (*onshore*) na Região Nordeste do Brasil operam com fatores de capacidade dentre os mais altos do mundo, o que possibilita, em termos potenciais, o menor custo nivelado para produção de H_2V , situando-se entre US\$ 2,01 e US\$ 4,05/kg.

A despeito da infraestrutura de geração de energia renovável mencionada anteriormente, o Projeto de Lei nº 5.816/2023 trazia em suas definições que o hidrogênio verde deveria ser produzido com insumos provenientes de fontes dedicadas ou adicionadas ao sistema em razão da sua implementação, seguindo a definição da Comissão Europeia (EUROPEAN COMMISSION, 2023a). Ou seja, a energia usada na produção do H_2V deveria ser proveniente de uma fonte dedicada renovável, embora não a defina como “energia nova” ou outras determinadas especificidades. A definição, no entanto, não foi incorporada na Lei nº 14.948/2024, aprovada em agosto do 2024.

A certificação do hidrogênio desenvolvida pela CCEE também não contempla o critério de adicionalidade. O manual publicado pela Câmara referente à certificação discorre sobre as características de produção, se limitando à eletrólise, a produtores conectados ao SIN com *Power Purchase Agreement* (PPAs), autoprodução renovável ou conexão direta (*offgrid*), à contabilização de emissões e ao formato de entrega do certificado (AZEVEDO, 2023).

O critério de adicionalidade se faz necessário uma vez que a nova demanda, caso não exclusiva de fontes renováveis, pode gerar um déficit na geração existente, que poderia vir a ser coberto por fontes fósseis. Além disso, a criação dessa especificidade para a produção de H_2V obriga a expansão da geração de energia renovável, auxiliando na captação de investimentos para

o setor. A adicionalidade é citada na regulamentação da UE, que estabelece que a energia renovável para a produção de H₂V deve ser proveniente de usinas comissionadas em até 36 meses antes do início da operação da planta produtora de hidrogênio (GIZ, 2023). Entretanto, no caso brasileiro, a certificação do hidrogênio desenvolvida pela CCEE não contempla esse critério.

Outro critério importante é a temporalidade, que visa garantir que o hidrogênio seja produzido concomitantemente à geração de energia elétrica, o que deve ser comprovado por meio de contratos de compra de energia e registros da equivalência temporal entre produção e consumo (SENADO FEDERAL 2023; BNDES 2022b). O manual publicado pela CCEE inclui a correlação temporal, especificando que esta ocorra mensal ou trimestralmente, dependendo da solicitação do agente.

Nos últimos sete anos, o Brasil emergiu como líder em investimentos internacionais no setor de energias renováveis e superou outras economias em desenvolvimento. Segundo a Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD, 2023), no período de 2015 a 2022, o Brasil liderou o *ranking* de investimentos estrangeiros em países em desenvolvimento, totalizando US\$ 114,8 bilhões. Esse montante representou 11% do valor total investido para energia renovável em economias emergentes, como mostra a Figura 2.4.

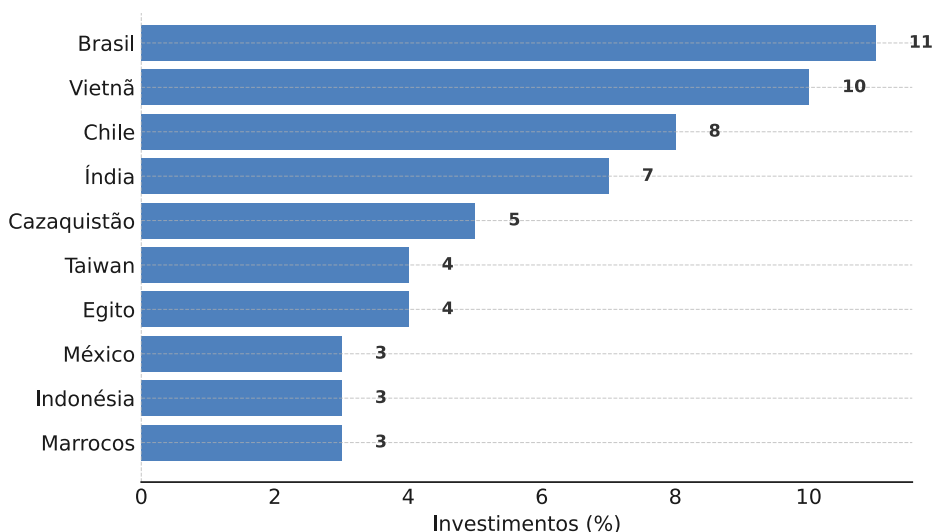


Figura 2.4. Top 10 economias em desenvolvimento por investimento internacional em energia renovável (2015-2022).

Fonte: UNCTAD (2023).

Adicionalmente, o Brasil conta com um sistema interligado de geração e transmissão de energia elétrica, o SIN, operado por empresas de natureza pública e privada e gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esse sistema é responsável pelo atendimento de cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica e a extensão de sua rede atinge aproximadamente 179.311 km de linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, que engloba parte da Região Norte do país. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão garante o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

A Região Nordeste destaca-se no cenário nacional como a de maior potencial de geração de energia renovável eólica e solar no país (AHK-RIO, 2021). Sendo assim, caso uma planta de H_2 seja estabelecida na Região Nordeste, a proximidade com a fonte de geração e as já existentes infraestruturas de transmissão e distribuição facilitariam a sua instalação e operação. A Figura 2.5 apresenta as principais linhas de transmissão brasileiras e as interligações entre as regiões do país. Assim, destaca-se que a conjunção das fontes de energia solar e eólica com a disponibilidade de infraestruturas de transmissão e distribuição torna a Região Nordeste atrativa para o desenvolvimento tanto do mercado interno de H_2V como daquele destinado à exportação.

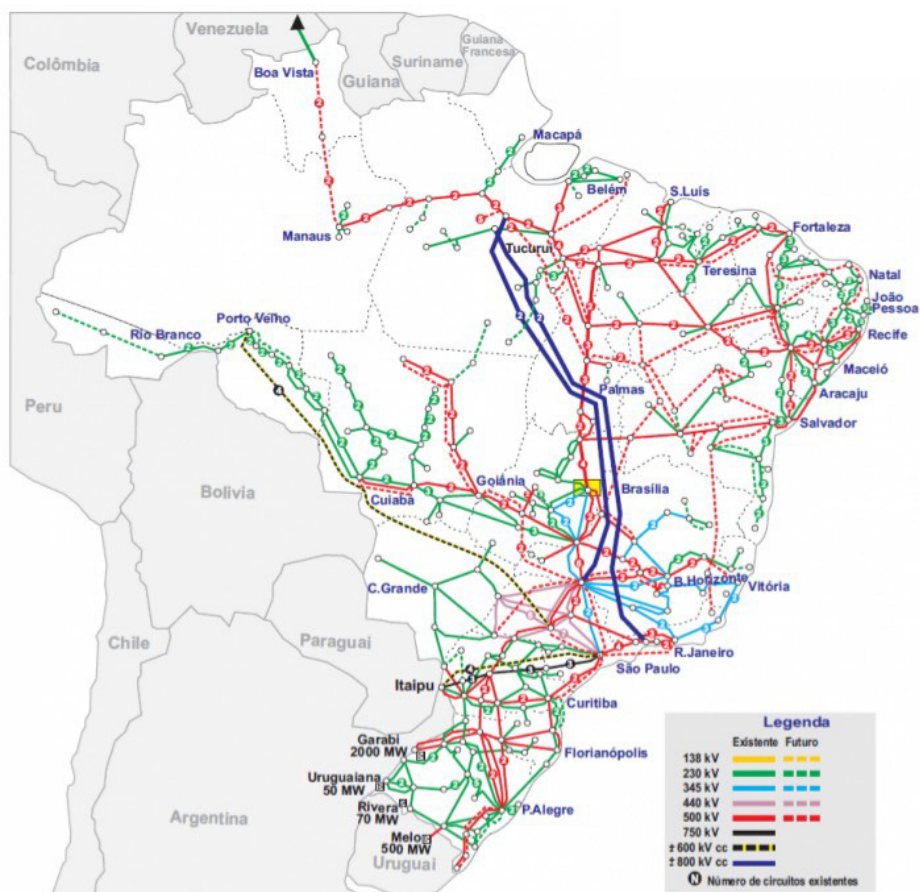


Figura 2.5. Principais linhas de transmissão brasileiras (230 kV a 500 kV).

Fonte: ONS (2022).

Transporte de H₂V

O desenvolvimento e a expansão dos mercados para o H₂ requerem infraestrutura de transporte e armazenamento. Não cabem dúvidas que essas etapas são complexas e, também, mais onerosas se comparadas aos combustíveis fósseis, pelas próprias características do hidrogênio, quais sejam, a baixa densidade energética na forma gasosa e a baixa temperatura de liquefação em relação ao gás natural. A compressão e a liquefação do hidrogênio reduzem a sua densidade de energia tanto para o transporte como para o armazenamento, da mesma forma que a utilização de carreadores, como a amônia e

os LOHC. Cabe considerar que nestes dois casos os carreadores requerem uma etapa de re-hidrogenação para a recuperação do H₂ puro.

Portanto, o transporte e o armazenamento do H₂ implicam em custos para implantação de uma infraestrutura adequada, seja para o transporte nas situações em que a produção e o uso final não se encontram adjacentes, seja para o armazenamento, com a finalidade de acomodar as flutuações de produção ou de demanda. A implantação de tal infraestrutura, além dos custos incorridos, não é trivial, considerando os aspectos de engenharia e de obtenção de licenças de instalação, que necessariamente agregam custos adicionais aos empreendimentos. Contudo, os custos associados à infraestrutura de transporte e armazenamento de H₂ se beneficiam da economia de escala, principalmente no caso do transporte em longa distância.

A Figura 2.6 apresenta uma estimativa da variação do custo de transporte pela distância e volume, considerando diferentes tecnologias (navios, gasodutos de transporte e distribuição, caminhões com hidrogênio comprimido e líquido).

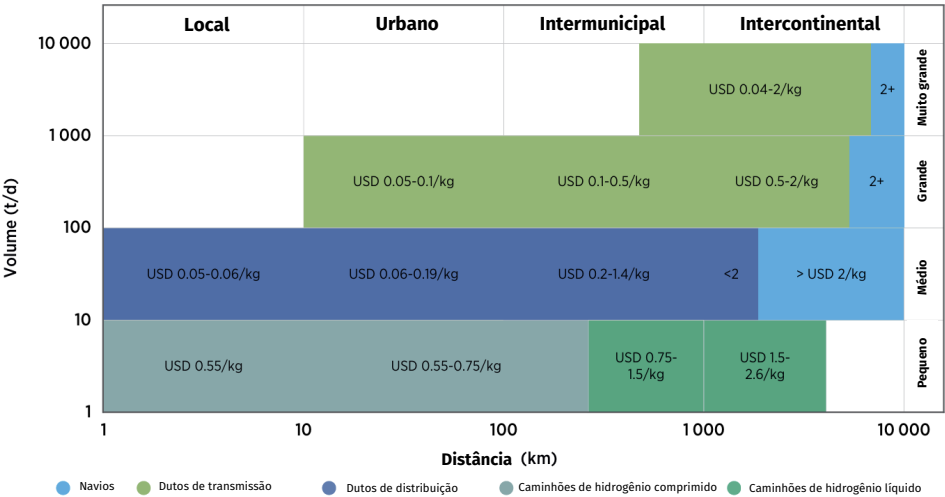


Figura 2.6. Custo do transporte do H₂ variando pelo volume e distância.

Fonte: IRENA (2022).

A malha rodoviária brasileira é bem desenvolvida, apresentando uma extensão de cerca de 1,7 milhão de km, em 2022 (CNT, 2022), e, portanto, passível de ser utilizada para o transporte de combustíveis. No entanto, é importante apontar que o transporte de hidrogênio por caminhões seria viável apenas para pequenos volumes e curtas distâncias, devido às limitações dos veículos e ao aumento dos custos associados à compressão/liquefação

de grandes volumes (IRENA, 2022; STAFELL, 2019). Atualmente, este modal se consolida como um dos mais utilizados pelas empresas incumbentes de produção de gases industriais, porém se limitam a pequenas distâncias e volumes.

A rede de gasodutos de transporte conecta, principalmente pela costa, as Regiões Nordeste, Sudeste, Sul e parte da Região Centro-Oeste, com a expectativa de expansão desta, como apresenta o mapa de gasodutos de transporte no Brasil (Figura 2.7).

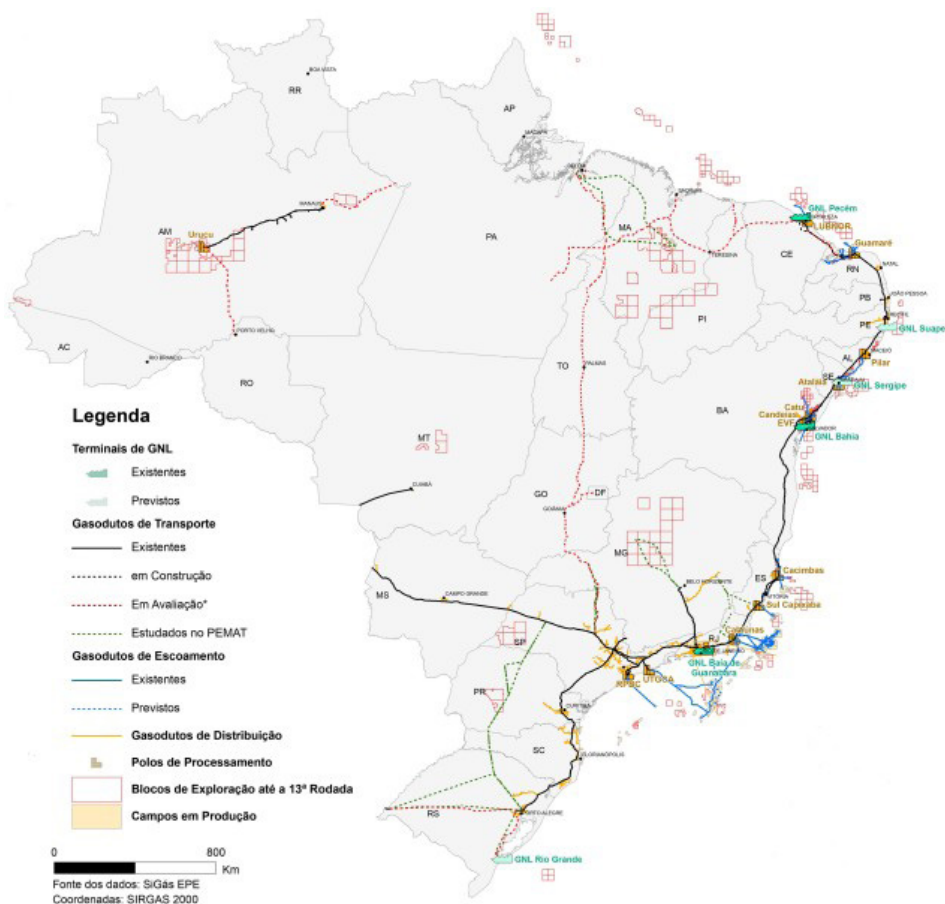


Figura 2.7. Infraestrutura de gasodutos de transporte no Brasil.

Fonte: Adaptado de EPE (2019).

Em vista disso, caso o Brasil opte por tornar os gasodutos a principal via de transporte do H_2 V, serão necessárias expansões mais abrangentes desta rede, a fim de contemplar as diferentes aplicações. Dentre as aplicações, se destaca a produção de amônia verde, na qual o H_2 é o principal insumo e a sua utilização principal seria para atender a indústria de fertilizantes, concentrada na Região Centro-Oeste e parte da Região Norte, pouco integradas na rede nacional de dutos para a distribuição, demandando a sua expansão.

De acordo com as diretrizes apresentadas no PNH2 e no Plano Trienal, também há interesse no aproveitamento de gasodutos para transporte do H_2 , incluindo a sua mistura com o gás natural (BRASIL, 2021; BRASIL, 2023b). No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) criou um subgrupo de trabalho no Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT) para elaborar uma nota técnica sobre a possibilidade de adição de hidrogênio aos atuais gasodutos de gás natural. Todavia, a alternativa de transporte de H_2 conjuntamente ao transporte de gás natural ainda não se encontra consolidada internacionalmente, em função do desconhecimento dos riscos de transporte dessas misturas em dutos metálicos. Por este motivo, tem sido adotada, preliminarmente, a prática de limitar o teor de H_2 na mistura.

Na Inglaterra, está em vigor o limite de 20% em volume de H_2 na mistura com gás natural, enquanto o estado norte-americano do Havaí, Singapura e Hong-Kong adotaram a faixa de 15% a 20% de H_2 em volume. Outros países e agências seguradoras estão realizando estudos para determinar a concentração segura de H_2 a ser transportada nos dutos metálicos atualmente utilizados para transporte de gás natural.

O emprego de dutos não-metálicos (termoplásticos) para transporte de H_2 também já começa a ser explorado em decorrência de algumas vantagens, como peso, flexibilidade e resistência à corrosão, que facilitam o transporte e a instalação, além da comprovada baixa permeabilidade ao H_2 . Entretanto, os dutos termoplásticos possuem um custo mais elevado frente às tubulações de aço, motivo pelo qual seriam mais adequados para curtas distâncias. Ademais, existem relatos da utilização de dutos termoplásticos no transporte de misturas de H_2 e gás natural a uma pressão de 42 bar (IEA, 2024).

O custo de transporte de H_2 por gasodutos, para mesmas distâncias, depende do volume transportado e, consequentemente, do diâmetro da tubulação. Comparações de custo de transporte de H_2 via gasodutos metálicos encontram-se ilustradas na Figura 2.8 (IEA, 2024). Na mesma figura, são apresentados, comparativamente, os custos de transporte de H_2 liquefeito na forma de amônia e associado a carreadores orgânicos, em função da distância.

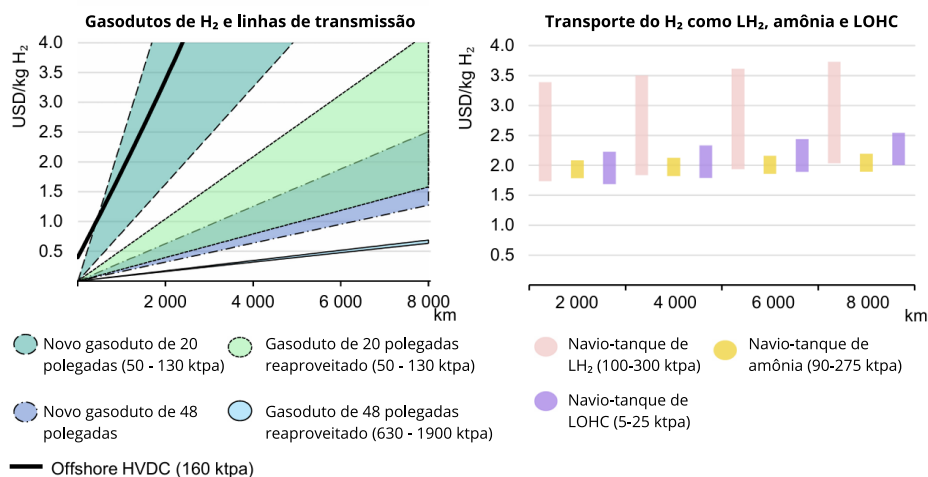


Figura 2.8. Alternativas de transporte de H₂ por dutos e transporte marítimo.

Fonte: IEA, 2024.

Especificamente em relação ao transporte marítimo de grandes volumes de H₂ carregado por amônia verde, estima-se que, até 2030, os projetos no Brasil relativos à produção de H₂V permitirão entregar a amônia verde mais competitiva do mundo, sem considerar a necessidade de subsídios (BloombergNEF, 2023). O transporte marítimo de amônia verde produzida no Nordeste brasileiro e exportada via o Porto de Pecém (Ceará), para entrega nos Portos de Roterdã (Holanda) ou Tóquio (Japão), seria o mais competitivo globalmente. A Figuras 2.9 apresenta o custo do transporte de amônia verde produzida em sete países, incluindo o Brasil, respectivamente para os Portos de Roterdã e Tóquio.

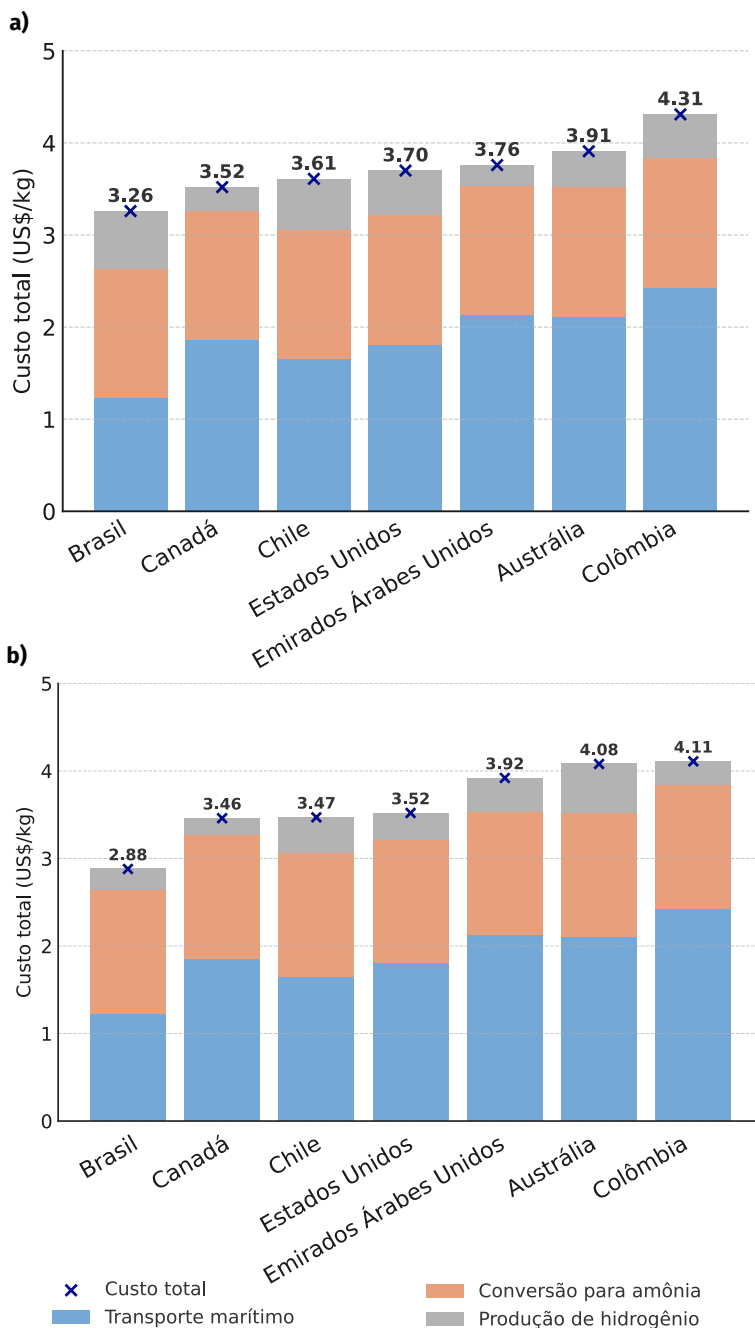


Figura 2.9 – Custo comparativo de transporte marítimo de amônia verde proveniente de portos em sete países para os Portos de Roterdã (a) e Tóquio (b).

Fonte: MME (2023).

Portos e exportação

Observa-se que o aproveitamento do potencial de energia renovável para a produção de H_2V é importante para o Brasil se posicionar como líder na transição energética global. Investir nessa área não só impulsionaria as exportações brasileiras, aproveitando a demanda crescente por energias limpas, mas também promoveria a reindustrialização do país, criando oportunidades de desenvolvimento tecnológico e geração de empregos qualificados. De acordo com a UNIDO (2024), este enfoque duplo para a utilização do hidrogênio tem o potencial de maximizar os benefícios domésticos dos países produtores, envolvendo tanto a exportação direta, quanto o desenvolvimento do mercado local.

Enquanto uma estratégia baseada na exportação é mais fácil e oferece um ganho rápido com impacto imediato no PIB, uma estratégia que propõe adicionar valor a nível nacional é mais complexa, porém com maiores benefícios a longo prazo. No curto prazo, a estratégia orientada para a exportação pode ser mais lucrativa, mas sacrifica os benefícios a longo prazo no sentido de desenvolver capacitação interna e alterar a estrutura industrial. Um enfoque duplo, no qual apenas o excedente de hidrogênio é exportado, seria, portanto, mais interessante para o país.

Considerando que o Brasil possui o potencial para se tornar um grande exportador de H_2V , é imprescindível a presença de portos e transporte logístico adequado. Dentre os portos existentes, cinco empreendimentos relacionados ao H_2V em desenvolvimento devem ser mencionados. Em primeiro lugar, destaca-se o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), onde se localiza a Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Ceará. Em sequência, se destacam o Complexo Industrial e Portuário de Suape, onde se encontra a ZPE de Pernambuco, o Porto do Açu, no complexo porto-indústria localizado no norte do estado do Rio de Janeiro, o Porto do Rio Grande, situado no Rio Grande do Sul, e, por fim, o Porto de Aratu, no estado da Bahia.

As ZPEs são definidas legalmente como áreas de livre comércio com o exterior, destinadas à instalação de empresas voltadas para a produção de bens para exportação, sendo consideradas zonas primárias para efeito de controle aduaneiro. As empresas estabelecidas em ZPEs recebem incentivos fiscais, cambiais e administrativos, a fim de atrair investimentos privados e promover o desenvolvimento de determinadas localidades (MDIC, 2022).

Adicionalmente àquelas já mencionadas, o Brasil possui outras ZPEs autorizadas e que se encontram em processo de implantação no Acre, em Tocantins, no Mato Grosso do Sul, no Mato Grosso, em Santa Catarina, no Piauí e em Minas Gerais. Potencialmente, todas as ZPEs podem se tornar

produtoras de H_2V e de seus derivados. A seguir, é realizada uma descrição sucinta dos principais portos com infraestrutura para receber projetos de implantação de *hubs* para exportação de H_2V .

O Porto do CIPP é um porto *offshore* que compreende dois píeres, com dois berços em cada, e um Terminal de Múltiplo Uso (TMUT). Esse complexo se mostra atraente para projetos de H_2V , pois, além dos benefícios referentes aos custos de implantação (CAPEX) e de operação (OPEX) por operar em uma ZPE, também estabeleceu uma parceria com o Porto de Roterdã, na Holanda, que está se tornando o principal *hub* europeu de hidrogênio (ZPE CEARÁ, 2024a; 2024b). Alguns dos principais projetos anunciados no complexo incluem o da Fortescue, com investimentos da ordem de US\$ 6 bilhões e previsão de início de operação comercial para 2025, da Qair, com previsão de investimentos de US\$ 6,95 bilhões e capacidade de geração eólica *offshore* de 2,24 GW, e da Energix Energy, com previsão de US\$ 5,4 bilhões de investimentos e produção anual de 600 mil toneladas de H_2V a partir de 3,4 GW de energia renovável (BNDES, 2022b).

O Complexo Industrial e Portuário de Suape se localiza a 40 km da capital Recife, no estado de Pernambuco, e apresenta interligação com mais de 250 portos ao redor do mundo, dentre os quais vários com intenção de implantar projetos de hidrogênio (SUAPE, 2024).

O Porto do Açu está localizado em São João da Barra, no norte do estado do Rio de Janeiro, sendo o único complexo portuário completamente privado do país e o maior da América Latina. Atualmente, o Porto do Açu comporta 21 empresas instaladas, 10 terminais de classe mundial, desenvolve a implantação de 2,4 GW de energia solar e eólica, oferece disponibilidade de água de múltiplas fontes e qualidades, encontra-se conectado ao SIN e está desenvolvendo conexão com a rede nacional de gás natural (PORTO DO AÇU, 2024a; 2024b).

O Porto do Rio Grande, localizado no sul do estado do Rio Grande do Sul, é um elo importante do programa estadual de Desenvolvimento da Cadeia de Hidrogênio Verde (H2VRS), lançado em 2023 e com o potencial de agregar até R\$ 62 bilhões ao PIB gaúcho (PORTOS RS, 2023). A Portos RS, administradora do Porto do Rio Grande e de outros, também firmou, em 2023, um acordo com o Porto de Roterdã, que permitirá integrá-lo ao programa *Green Ports Partnership*, o qual já inclui os Portos do Açu e de Pecém (ROTTERDAM PARTNERS, 2023). Ademais, observa-se que o Porto do Rio Grande fomenta atividades voltadas para a produção de H_2V e de energia eólica *onshore* e *offshore* (SEMA RS, 2023).

O Porto de Aratu, apesar de não estar localizado na ZPE da Bahia, está próximo ao complexo industrial de Camaçari, que consiste no maior complexo integrado do país, com mais de 90 empresas químicas, petroquímicas, metalúrgicas, têxteis, de fertilizantes, entre outras, e teria acesso à infraestrutura de energia renovável proveniente da geração eólica da empresa Casa dos Ventos. Além disso, o Porto de Aratu possui um dos únicos terminais de amônia no Brasil. (COFIC, 2024a, 2024b).

A Figura 2.10 apresenta, de maneira geral e esquemática, os potenciais projetos de H₂V no Brasil e algumas características das iniciativas regionais em discussão.

Considerando a perspectiva da evolução do setor de H₂V no país, um dos principais objetivos para a instalação de plantas produtoras em complexos portuários é a concepção de polos ou *hubs*. Estes são locais de integração das estruturas necessárias para a cadeia produtiva do H₂, incluindo produção, transporte, armazenamento e consumo (MME, 2023a). Em vista disso, o Quadro 2.8 sistematiza as principais iniciativas de H₂V nos polos industriais em desenvolvimento no país.

Em suma, para o sucesso de um empreendimento deve-se considerar não só a disponibilidade de matéria-prima, água e energia renovável, mas também a proximidade da planta com os demandantes e *offtakers*, a existência ou possibilidade da construção de uma rede de armazenamento e escoamento do H₂V e o acesso a redes de transmissão, caso a energia elétrica não seja gerada perto da planta de hidrogênio próxima à planta. A Região Nordeste, por exemplo, apresenta um grande potencial frente à abundância dos recursos para geração eólica e solar, transmissão de energia, facilidades e portos, assim como sua proximidade com o continente europeu, o que facilita o acesso ao mercado e a exportação do combustível.

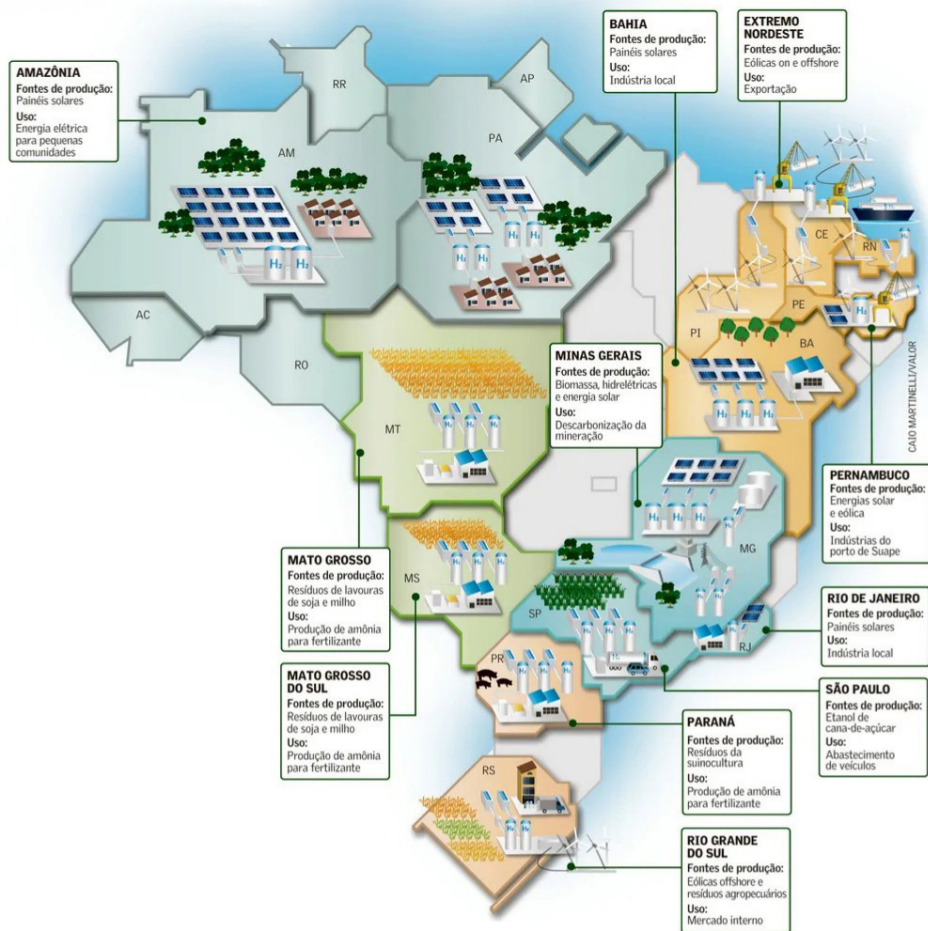


Figura 2.10. Projetos de hidrogênio verde pelo país.

Fonte: Kochinski (2023).

Carreadores de Hidrogênio: LOHC, Amônia e Metanol

O transporte de hidrogênio pode ser realizado em sua forma molecular, sendo este comprimido ou liquefeito, ou mesmo transformado e carregado na forma de derivados, como os LOHC, amônia, metanol, entre outros. Essas vias buscam contornar os altos custos e gastos energéticos associados ao transporte do H_2 comprimido ou liquefeito, assim como auxiliar na descarbonização de outros setores importantes (IEA, 2023; PATONIA e POUDINEH, 2022; SCHORN *et al.*, 2021). A Figura 2.11 esquematiza algumas das opções de transporte para o H_2 .

Quadro 2.8. Principais iniciativas empresariais nos polos de H₂V no Brasil.

Complexo Portuário Industrial do Pecém				
Empresa	Capacidade	Investimento	Data	Demais observações
Casa dos Ventos/ Comerc/TransHydrogen Alliance	A usina de Pecém terá capacidade de até 2,4 GW de eletrólise, produzindo 960 t de hidrogênio por dia.	-	Fev/2023	MoU que prevê a exportação da amônia verde produzida no Complexo Industrial e Portuário do Pecém para o Porto de Roterdã até 2026.
EDF Renewables	-	-	Ago/2023	MoU com o Governo do Ceará para a implantação de unidade de produção do Hidrogênio Verde no Pecém.
Fortescue	A unidade tem capacidade final de produção de 837 t de H ₂ V por dia.	-	Nov/2023	Implantação de uma planta para produção de H ₂ V.
Porto de Açu				
Empresa	Capacidade	Investimento	Data	Demais observações
Shell	Capacidade de 10 MW, podendo chegar até 100 MW.	-	Mai/2022	Memorando para o desenvolvimento em conjunto de uma planta piloto de H ₂ V nas instalações do Porto, com previsão de início de operação em 2025.
Casa dos Ventos/Comerc Eficiência	Capacidade de 2 GW.	-	Nov/2022	As empresas assinaram um memorando para a construção de uma usina de H ₂ V no Porto.
Complexo Industrial e Portuário de Suape				
Empresa	Capacidade	Investimento	Data	Demais observações
Qair	Em torno de 480 mil toneladas anuais de H ₂ V.	Previsão de R\$ 20 bilhões	Mar/2022	Produção de H ₂ azul e verde no Complexo.
Porto de Camaçari				
Empresa	Capacidade	Investimento	Data	Demais observações
Unigel	Capacidade inicial de produção de 100 mil toneladas anuais de H ₂ V e 600 mil toneladas anuais de amônia verde.	US\$ 1,5 bilhão	Jul/2022	A companhia anunciou investimentos relacionados a este que é o primeiro projeto em escala industrial para produção de H ₂ V no país.

Fonte: Adaptado de ZPE Ceará (2023), Ceará.gov.br (2023), Porto do açu (2024b), Suape (2023b), Chiappini (2023c), Pl.gov (2023) e Investe Piauí (2024).

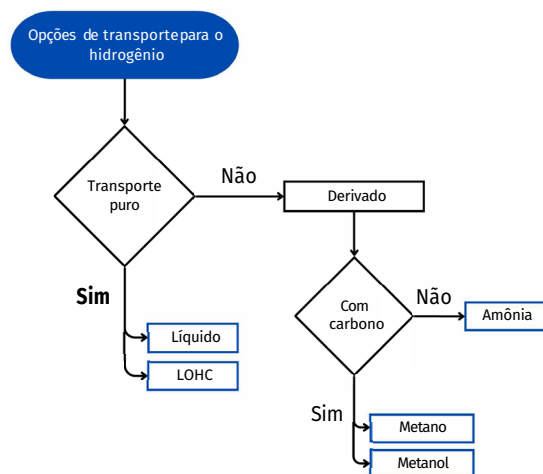


Figura 2.11. Opções de transporte de hidrogênio como carreadores renováveis.

Fonte: Rouwenhorst *et al.* (2022).

Amônia

Em 2023, o custo de produção de amônia eletrolítica ou NH_3 foi quase o triplo do custo médio de produção a partir de combustíveis fósseis, influenciado, principalmente, pelo custo de investimento dos ativos. A diferença entre os custos relativos às rotas eletrolítica e fóssil decorre fundamentalmente do CAPEX daquelas. O eletrolisador representa 90% do CAPEX total da planta e pode ser superior ao preço médio da amônia baseada em combustíveis fósseis de US\$ 560/t NH_3 , além de custos operacionais adicionais, consumo de eletricidade para compressão e síntese e margens de lucro.

O CAPEX atualmente é o principal elemento na composição do custo final, com a energia elétrica se tornando o fator dominante à medida que a tecnologia é implantada. No cenário mais otimista, os custos de produção podem diminuir em 30% a 50% até 2030, em grande parte impulsionados pela expectativa de queda de 60% no CAPEX do eletrolisador pela maximização da produção e da inovação contínua dos mesmos e, também, do uso crescente de fontes renováveis de baixo custo (IEA, 2024).

Essas considerações a respeito dos custos de produção da NH_3 são relevantes pelo fato da mesma ser uma *commodity* global essencial para uma série de indústrias, como de fertilizantes, têxteis, de explosivos, entre outras. A produção mundial anual de amônia situa-se em torno de 183 milhões de toneladas, sendo majoritariamente proveniente de fontes fósseis e voltada

principalmente para a produção de fertilizantes, como ilustra a Figura 2.12 (ROUWENHORST *et al.*, 2022; BUDINIS *et al.*, 2021).

O maior produtor global de amônia é a China, sendo responsável por cerca de 30% da produção, seguido de EUA, UE, Índia, Rússia e Oriente Médio. A rota de produção varia dependendo da fonte de hidrogênio disponível no país, podendo ser via reforma de gás natural ou gaseificação de carvão e óleos combustíveis pesados, entre outras. Por exemplo, as grandes reservas chinesas de carvão mineral implicam em que cerca de 85% da produção de amônia seja proveniente da gaseificação do carvão (BUDINIS *et al.*, 2021).

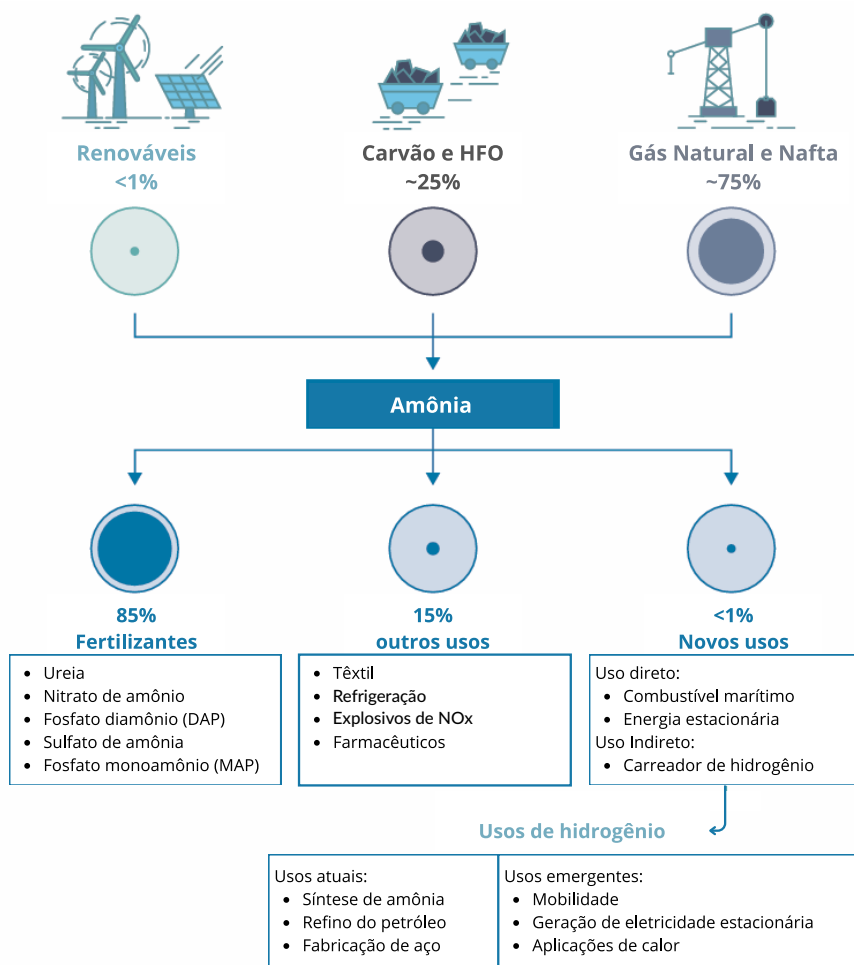


Figura 2.12. Produção e usos da amônia.

Fonte: Rouwenhorst *et al.* (2022).

Devido à grande dependência de fontes fósseis, a cadeia produtiva de amônia emite, anualmente, em torno de 0,5 Gt de CO₂, correspondendo a cerca de 1% das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE). Assim, frente à crise climática, rotas alternativas de produção de amônia têm sido propostas, como a mencionada anteriormente a partir do H₂V obtido por eletrólise da água utilizando energia renovável (ROUWENHORST *et al.*, 2022). A Figura 2.13 ilustra as diferentes rotas de produção de hidrogênio, as quais, subsequentemente, definem a classificação da amônia, desde aquela denominada verde até a de baixo carbono, proveniente de combustíveis fósseis associados a sistemas de CCUS. Em seguida, a Figura 2.14 apresenta a cadeia de valor da amônia, reforçando o peso das emissões.

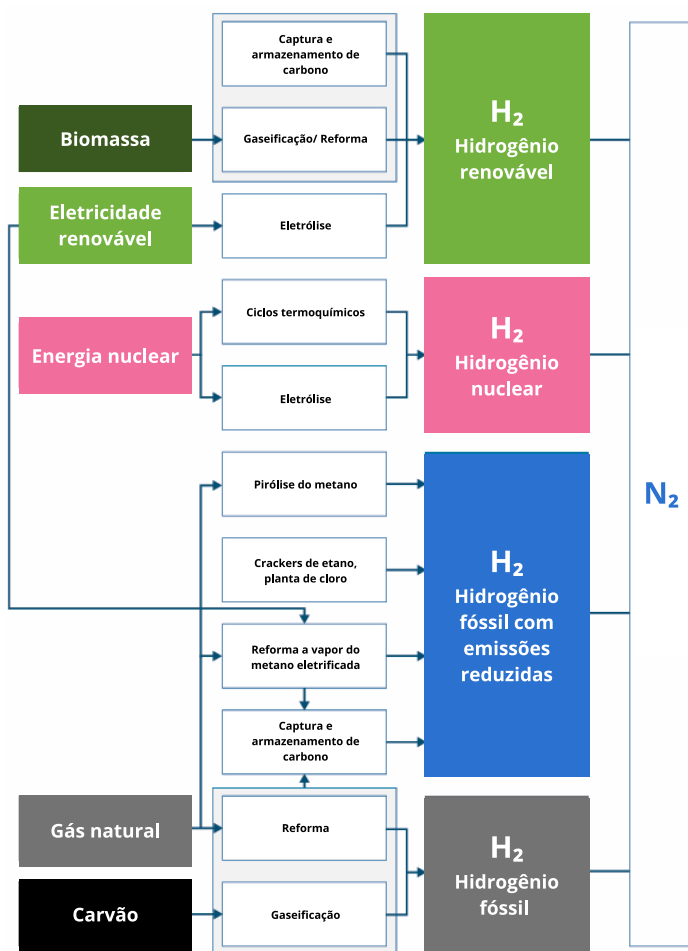


Figura 2.13. Rotas de produção de amônia.

Fonte: Rouwenhorst *et al.*, 2022.

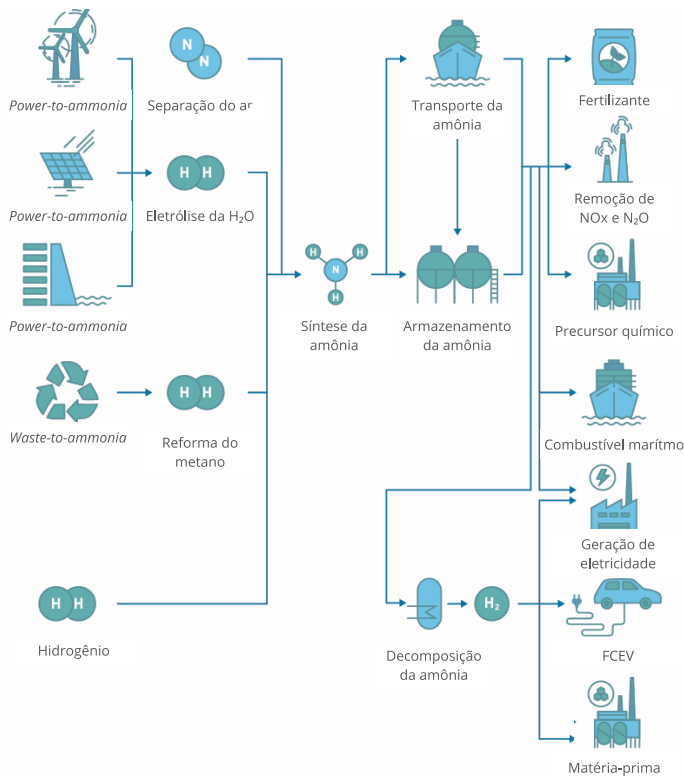


Figura 2.14. Cadeia de valor da amônia.

Fonte: Rouwenhorst *et al.* (2022).

Ademais, além da descarbonização do setor de NH_3 , o investimento em rotas menos poluidoras também é estratégico para outros segmentos, por exemplo, do próprio hidrogênio, no qual a amônia se apresenta como um carreador em potencial. A molécula de NH_3 carrega três átomos de hidrogênio, sendo passível de decomposição para a produção de H_2 . Adicionalmente, a densidade energética volumétrica da amônia líquida (12,9 MJ/l) é superior a do hidrogênio líquido (8,6 MJ/l), resultando uma capacidade de estocagem de H_2 , de 121 kg H_2/m^3 contra 70,8 kg H_2/m^3 . Outra característica relevante da amônia, comparativamente ao hidrogênio, refere-se à facilidade de liquefação, sendo de -33°C na pressão atmosférica ou na temperatura ambiente na pressão de 10 atm (WANG *et al.*, 2022).

Independente da origem do H_2 , a principal rota de síntese da amônia é através do processo Haber-Bosch, que consiste na reação de moléculas de N_2 e H_2 para formação do NH_3 , com o hidrogênio produzido por eletrólise combinado com o nitrogênio obtido a partir de uma unidade de separação do ar

(CEBOLLA, DOLCI e RONNEFELD, 2022). A Figura 2.15 esquematiza as etapas de um processo de síntese de amônia verde.

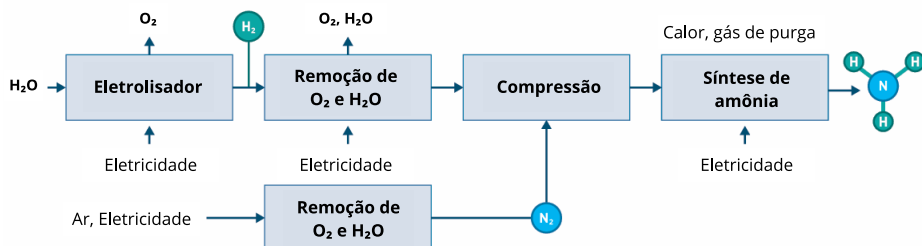


Figura 2.15. Esquematização da síntese de amônia a partir de H_2V .

Fonte: Rouwenhorst *et al.* (2022).

Atualmente, o processo completo de síntese da amônia verde, utilizando eletrolisadores, alcalinos ou PEM, consome aproximadamente 36 GJ/t de amônia produzida, considerando uma eficiência de conversão de 50%. A produção do hidrogênio *per se* é responsável pelo maior consumo energético, visto que consome aproximadamente 33 GJ/t de amônia produzida. Processos auxiliares como o *loop* de síntese da amônia, que inclui a conversão catalítica e os estágios de separação e compressão (FARSI, 2023) e a purificação do nitrogênio, que pode ser realizada através de adsorção por oscilação de pressão (PSA) ou destilação criogênica, consomem respectivamente 2 GJ, 0,6-0,9 GJ e 0,3 GJ/t de amônia produzida (ROUWENHORST *et al.*, 2022).

Metanol

O metanol é um dos insumos básicos mais utilizados no setor químico, sendo empregado na produção de cerca de 30% dos produtos químicos industriais no mundo (SOLIS-JACOME *et al.*, 2024). Além disso, estima-se que a sua produção exceda 100 milhões de toneladas/ano, principalmente a partir do H_2 proveniente de fontes fósseis (gás natural e carvão), ressaltando a importância de se promover a descarbonização desse processo produtivo (BUBE *et al.*, 2024).

Esses processos, de maneira geral, consistem inicialmente na produção do chamado gás de síntese, uma mistura principalmente de monóxido de carbono (CO), CO_2 e H_2 , proveniente da reforma do gás natural, da gaseificação do carvão e/ou gaseificação da biomassa. Segue-se, quando necessário, um tratamento de eliminação de impurezas e conversão em metanol através

de reações catalíticas (Cu, ZnO e Al₂O₃), com a posterior purificação por destilação (LIU *et al.*, 2024; CIFRE e BARD, 2007).

Cita-se, também, a conversão direta do CO₂ em metanol, a qual ocorre a partir de uma reação de hidrogenação catalítica. O processo de produção de e-metanol envolve o CO₂ proveniente de unidades de captura de carbono e o H₂V (LIU *et al.*, 2024; CIFRE e BARD, 2007). Da mesma forma que se pode produzir o e-metanol a partir do CO₂ capturado e sintetizado com o hidrogênio, a reforma catalítica a vapor do metanol em alta temperatura constitui uma rota inversa de produção de H₂ seguida de emissão e captura de CO₂.

A Figura 2.16 apresenta as diversas rotas pelas quais o metanol pode ser produzido. A intensidade crescente das emissões decorrente das diferentes rotas está identificada pela coloração do verde ao marrom, indicada nos blocos.

Nota-se que o metanol possui uma vasta infraestrutura de processos e fontes de produção, um baixo custo de processo e de transporte global, além de poder ser aplicado em diversos segmentos. Adicionalmente, pode ser utilizado como transportador direto de hidrogênio (SCHORN *et al.*, 2021), apresentando vantagens quanto à massa e ao volume.

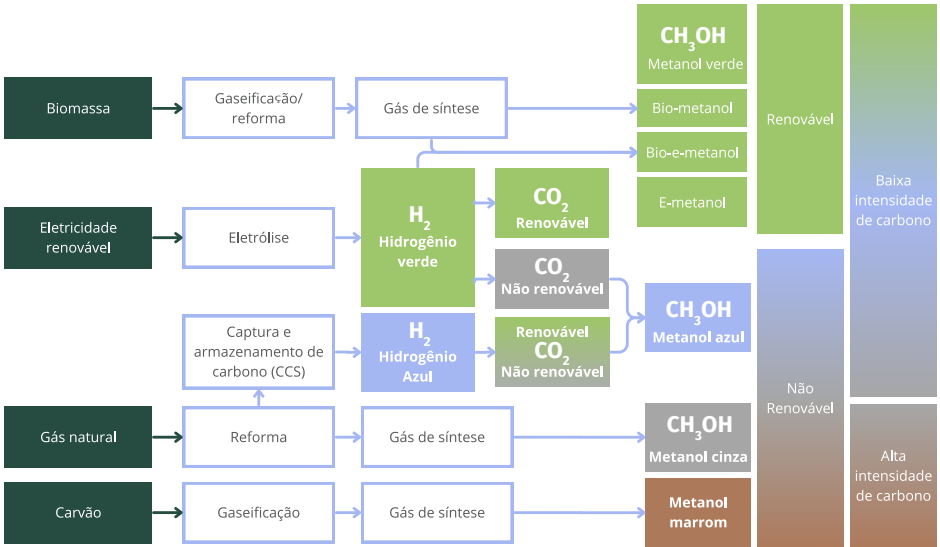


Figura 2.16. Principais rotas de produção de metanol.

Fonte: IRENA (2021).

Panorama do Mercado de Hidrogênio no Brasil

A maior parte da produção de hidrogênio no Brasil é proveniente da reforma a vapor do gás natural (hidrogênio cinza), sendo consumido principalmente em refinarias e fábricas de fertilizantes (87%), com produção e uso locais. Neste sentido, é importante registrar a ausência de amplo mercado para comercialização de H_2 produzido no país.

Ao longo do período de 2019 a 2020 (Figura 2.17), o consumo médio anual de hidrogênio no Brasil foi de 403,6 mil toneladas, dentre os quais 78% consumido pelo setor de refino de petróleo, 8% como insumo na produção de fertilizantes, 7% para a produção de cloro-álcalis e o restante consumido em setores diversos (siderúrgico, alimentício, vidros e sistemas de refrigeração de turbinas em termelétricas). Cabe destacar que quase a totalidade do hidrogênio utilizado na indústria é produzido a partir de fontes fósseis e consumido localmente. Ademais, nota-se que o consumo de hidrogênio no país apresentou uma queda de cerca de 23% no período mencionado, possivelmente em função da retração da atividade industrial devida à pandemia de COVID.

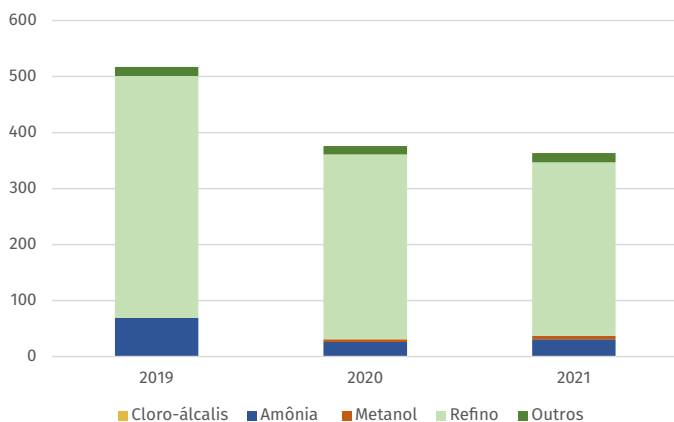


Figura 2.17. Consumo estimado do hidrogênio no Brasil por setor.

Fonte: PIA-IBGE (2021), AHK-Rio (2021) e ABICLOR (2021).

Além dos mercados com maior demanda por hidrogênio, existem usos a serem ampliados em razão da transição energética, dentre os quais se encontram os segmentos siderúrgico, cimento, químico, transporte e outros (e-metanol e e-amônia), com o potencial de suprir tanto o mercado interno como a exportação.

No cenário global, a síntese de metanol corresponde ao terceiro maior demandante do vetor energético (IEA, 2023). Entretanto, no Brasil, a produção do metanol é pouco significativa, devido aos preços elevados do gás

natural e, por isso, é majoritariamente importado, não sendo o consumo de H_2 nesse setor significativo.

Mercado de Amônia

O Brasil é o quarto maior consumidor de fertilizantes do mundo (MACHADO, 2023b), todavia produz apenas 26% do que consome em fertilizantes nitrogenados (BRASIL, 2021d) e, em 2018, importou aproximadamente 9 Mt desse insumo (EPE, 2019b). Essas importações, referidas a 2018, são provenientes principalmente de Rússia (23%) e China (16%), seguidas de Argélia (12%), Catar (8%), Nigéria (6%) e Emirados Árabes Unidos (5%) (BRASIL, 2021d).

O país apresentava, em 2009, uma capacidade nominal de produção de 1.470 mil t/ano de amônia e de 1.686 mil t/ano de ureia, basicamente dividida em quatro unidades: duas no Nordeste, em Sergipe e na Bahia (Petrobrás/FAFEN), uma em São Paulo e outra no Paraná (Fosfértil) (PETROBRÁS, 2009). Durante a década de 2011 a 2020, algumas fábricas foram fechadas, resultando na queda da produção interna brasileira (CHAPOLA, 2022), com a consequente ampliação das importações desse insumo devido aos baixos preços internacionais. Entretanto, há expectativa da reabertura da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados do Paraná (Fafen-PR) e a conclusão das obras da Fafen Mato Grosso do Sul (Fafen-MS) durante o governo atual (GANDRA, 2023), além da retomada da produção nas unidades da Petrobrás na Bahia e em Sergipe. A Figura 2.18 apresenta a evolução do mercado de amônia no Brasil entre 2012 e 2021 (produção, importação e exportação).

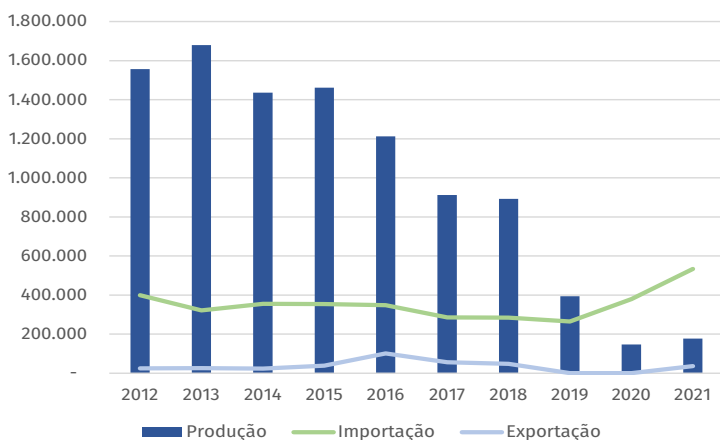


Figura 2.18. Evolução do mercado de amônia entre 2012 e 2021.

Fonte: Brito (2024).

O Brasil é, majoritariamente, um importador de amônia, com Trinidad e Tobago sendo responsável por mais de 90% das importações do produto no país, com um volume atual da ordem de 450 a 500 mil toneladas. Outros países como EUA, Alemanha e Argélia também fornecem amônia para o Brasil.

Em 2021, a Yara, empresa líder global de produção e comercialização de fertilizantes, anunciou um projeto de produção de amônia de baixo carbono, com expectativa de início de produção no primeiro semestre de 2024. O início de operação do projeto, localizado em Cubatão, São Paulo, ocorreu no final de 2024. O projeto utiliza biometano proveniente de resíduo do setor sucroenergético, com a expectativa de produção de 20 mil m³/dia de amônia e emitiria menos de 2 kgCO_{2e}/kg de fertilizante nitrogenado produzido (MACHADO, 2023b; YARA, 2023).

Em 2022, foi anunciada a possibilidade de retomada da produção de amônia verde a partir da implantação de uma unidade de produção em Camaçari, na Bahia. A fábrica inicialmente teria uma capacidade de produção de 10 mil toneladas/ano de H₂V e 60 mil toneladas/ano de amônia verde, usando três eletrolisadores de 20 MW (UNIGEL, 2022).

Nota-se que o Brasil possui uma crescente demanda de derivados da amônia, principalmente para a utilização como fertilizantes nitrogenados (BRASIL, 2021d). Assim, a indústria brasileira de amônia se depara com um desafio duplo. Por um lado, deve avançar na substituição de importações, de modo a aumentar a segurança das atividades do agronegócio. Por outro lado, tornar-se, em paralelo, um potencial exportador no mercado mundial de amônia verde, dada as suas vantagens comparativas e competitivas no que diz respeito à geração de energia elétrica renovável.

Porém, o país necessita de investimentos para modernização da cadeia produtiva, a fim de melhorar a eficiência dos processos, considerando a constatação de pelo menos 40% de desperdício no uso de fertilizantes no Brasil (BRASIL, 2021d). Em relação ao setor de maneira mais geral, a exploração do potencial renovável é de suma importância. Segundo estimativas, o custo de produção da amônia verde poderá, em breve, estar situado abaixo de US\$ 600/t, apresentando um potencial de oferta desse insumo para a produção de fertilizantes nitrogenados de até 6 Mt, em 2030, e 20 Mt, em 2050 (FILHO, 2023).

Ademais, frente à grande demanda de fertilizantes e à dependência de importações, o Governo Federal apresentou, em 2022, o Plano Nacional de Fertilizantes (PNF), no qual, entre outros, descreve as ações relativas ao estabelecimento e desenvolvimento da cadeia de valor da amônia verde no país (BRASIL, 2022c).

Mercado de Metanol

O metanol é uma *commodity* e sua demanda mundial foi crescente nos últimos anos, com uma taxa anual de 3,5% (METHANOL INSTITUTE, 2023). Ademais, estimativas do IRENA também apontam que a produção global alcance 120 Mt/ano, até 2025, e 500 Mt/ano, até 2050 (IRENA, 2021).

Os custos de produção do metanol a partir do gás natural variam de US\$ 100/t, onde este é mais barato – Oriente Médio e América do Norte – a US\$ 300/t, onde o gás natural apresenta um custo mais elevado. O custo de produção do metanol a partir do carvão, realizada quase que exclusivamente na China, varia entre US\$ 150 e US\$ 250/t.

Quanto à rota de produção para obtenção do e-metanol, os custos ainda são incertos devido à baixa maturidade tecnológica. Estudos estimam que o custo de produção do e-metanol encontra-se na faixa US\$ 210 a US\$ 1.610/t, em função de diversos custos associados ao processo de produção, tais como o custo da fonte de carbono, o custo final de produção do H₂ eletrolítico e o custo do processo em si (IRENA, 2021). A Figura 2.19 apresenta estimativas de custo do metanol verde em diferentes cenários.

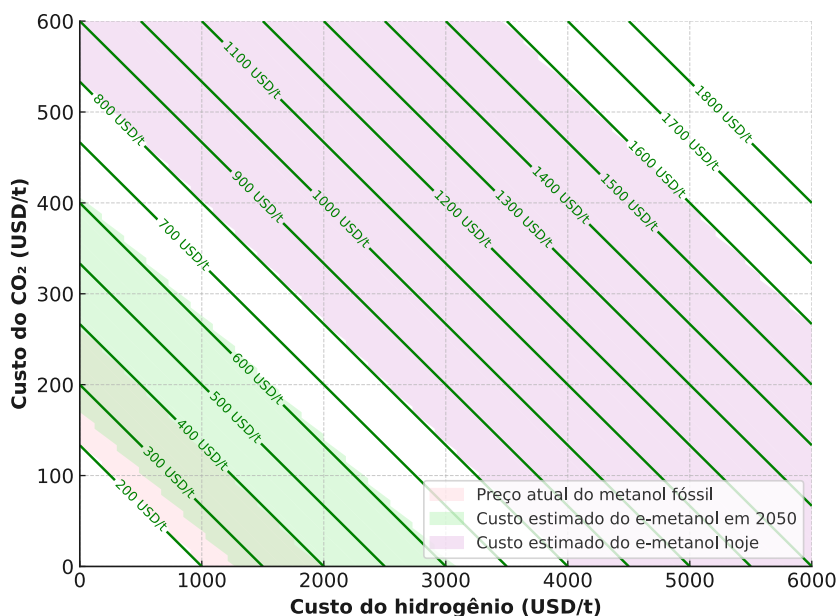


Figura 2.19. Custo da produção do metanol renovável em função do custo do H₂, do CO₂ e do processo.

Fonte: IRENA (2021).

No Brasil, não há produção de metanol desde o ano de 2016, devido a questões do preço e disponibilidade do gás natural. O mercado desta *commodity* química está baseada em importações de países como Trinidad e Tobago, Chile e Venezuela (EPE, 2019c). A Figura 2.20 apresenta a evolução do mercado de metanol no país, no período de 2008 a 2018.

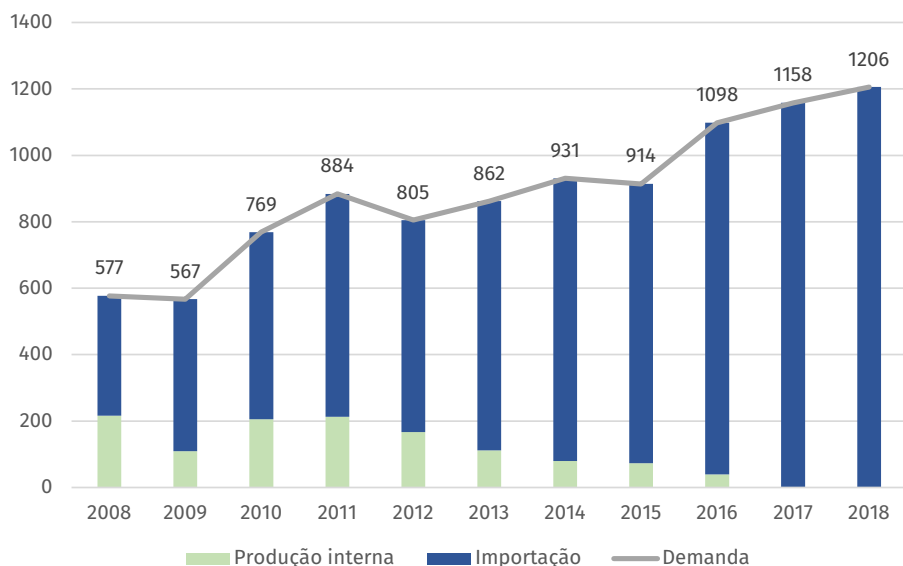


Figura 2.20. Evolução do mercado nacional de metanol de 2008 a 2018.

Fonte: EPE (2019c).

Destaca-se que o mercado brasileiro de metanol ainda está em desenvolvimento. Atualmente, a demanda crescente é impulsionada pelo aumento da produção de biodiesel, o qual decorre da adição de um percentual de biodiesel ao diesel fóssil (EPE, 2019c). Embora o setor de biocombustíveis seja o principal consumidor de metanol, este também é muito utilizado na indústria química para síntese de diversos compostos (formaldeído, ácido acético, metil-metacrilato, etileno e propileno), que são processados e utilizados na fabricação de plásticos, materiais de construção e componentes automobilísticos (IRENA, 2021; EPE, 2019c).

Ademais, a crescente demanda do setor de biocombustíveis, com o aumento das importações de metanol no país, e o elevado potencial de produção de H_2V decorrente do expressivo potencial de fontes renováveis (700 GW eólica *offshore*, 353 GW eólica *onshore* e 307 GW solar) tornam a produção do metanol verde uma possibilidade para superar a dependência internacional (CASTRO, 2024). Deste modo, apesar da paralização da produção nacional de

metanol, a expansão da geração via fontes renováveis e o aperfeiçoamento das rotas sustentáveis de sua produção podem fazer com que novos empreendimentos no setor sejam novamente viáveis.

*Adely Branquinho
Luiza Masseno
Ana Carolina Chaves
Igor Julião
Kalyne Brito
Nivalde de Castro
Sayonara Eliziário
Thereza Aquino
Vinicius José Braz*

Contextualização

O presente capítulo analisa o retrato atual do desenvolvimento da economia do H₂BC no Brasil através da revisão da literatura no que tange a regulações e políticas públicas pertinentes ao tema. Para tal, foram consultados os instrumentos legais, documentos de entidades especializadas no setor e artigos científicos. O período de análise se restringiu aos anos de 2020 a 2024.

PNH2 e o Plano de Trabalho Trienal

Em 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da Resolução n° 6/2021, determinou a proposição de diretrizes para o PNH2, com o objetivo de desenvolver uma economia do hidrogênio no Brasil. Como resultado, o documento é apresentado visando contribuir com o aumento da competitividade e da participação do hidrogênio na matriz energética brasileira. Em 2022, através da Resolução n° 6/2022, o CNPE institui o PNH2 e criou seu Comitê Gestor (Coges).

Em uma etapa seguinte, o Ministério de Minas e Energias (MME) publicou, em 24 de agosto de 2023, o Plano de Trabalho Trienal (2023-2025), com marcos temporais, prioridades, estrutura de governança, planejamento e ações

a serem desenvolvidas no país nos próximos anos. A consolidação do documento ocorreu após a Consulta Pública nº 147/2022, na qual mais de 650 contribuições foram enviadas. O plano ainda estabelece três marcos temporais: i) 2025, para disseminar plantas piloto de H₂BC em todas as regiões do país; ii) 2030, para consolidar o Brasil como o mais competitivo produtor de H₂BC do mundo; e iii) 2035, para consolidar *hubs* de H₂BC no Brasil.

Ademais, o Plano Trienal também recomenda ao MME a criação de um programa para auxiliar no desenvolvimento de polos de hidrogênio de baixa emissão, chamado *Pró-Hubs Brasil*, o qual incluiria como prioridades: i) a construção do marco regulatório; ii) pesquisa, desenvolvimento e inovação; iii) o acesso a financiamento; iv) a qualificação profissional; e v) o desenvolvimento de infraestrutura. O Plano Trienal propõe, ainda, elevar os investimentos anuais em PD&I para R\$ 200 milhões até 2025, valor este quase sete vezes superior aos R\$ 29 milhões registrados em 2020.

Neste contexto, destaca-se a abertura da consulta pública para a Chamada Estratégica ANEEL nº 026/2024, com o intuito de desenvolver projetos piloto de 1 MW a 10 MW de hidrogênio verde. Vale ressaltar que tanto a ANEEL quanto a ANP já apoiavam projetos com temas relacionados ao hidrogênio e suas tecnologias.

Principais Ações do Plano de Trabalho Trienal 2023-2025

Em seu decorrer, o Plano prevê o desenvolvimento de ações operacionais para promover o desenvolvimento da economia do H₂BC no período citado. Essas ações estão estruturadas em cinco Câmaras Temáticas (CT), sendo estas: i) Fortalecimento das Bases Tecnológicas; ii) Capacitação de Recursos Humanos; iii) Planejamento Energético; iv) Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo; e v) Neointustrialização, Mercado e Competitividade. Essas CTs condizem com as sete diretrizes e seis eixos nos quais o Programa foi estruturado, representados na Quadro 3.1. Ao todo, foram apresentadas por volta de 90 ações, sendo 24 destas concluídas ou em andamento e 68 ainda propostas para o triênio do Plano, no momento de sua publicação.

Quadro 3.1. Diretrizes e eixos do Plano Trienal.

Eixos
Fortalecimento das bases tecnológicas; Capacitação de Recursos Humanos; Planejamento Energético; Arcabouço legal e Regulatório-normativo; Neoindustrialização, Mercado e Competitividade; e Cooperação Internacional.
Diretrizes
Valorização do potencial nacional de recursos humanos; Reconhecimento da contribuição da indústria nacional; Descarbonização da economia; Desenvolvimento de um mercado competitivo; Busca de sinergias e articulação com outros países; e Valorização e Incentivo ao desenvolvimento tecnológico nacional.

Fonte: MME (2023a).

Andamento do Plano Trienal 2023-2025

Dentre as ações publicadas como concluídas e em andamento no Plano Trienal, apontam-se as seguintes iniciativas:

- **CT de Bases Tecnológicas:** proposição de chamadas públicas e/ou encomendas para apoiar projetos de PD&I nas temáticas do PNH2; criação de linha(s) de crédito(s) para financiamento empresarial reembolsável para a cadeia de valor do hidrogênio; e estruturação e lançamento de uma chamada estratégica para projetos de PD&I. Destaque para as chamadas PD&I em apoio ao Programa Combustível do Futuro e à Iniciativa Brasileira do Hidrogênio (IBH2 MCTI) e para apoio ao Sistema Brasileiro de Laboratórios de Hidrogênio (SisH2-MCTI).
- **CT de Capacitação de Recursos Humanos:** caracterização da cadeia de valor do H₂ para mapeamento de demanda de profissionais do setor; e estruturação de portfólio de cursos nos níveis de qualificação profissional básica, habilitação técnica de nível médio e pós-graduação *lato sensu*. Destaque para a criação de *masterclasses* sobre o H₂, visando a formação de mão-de-obra qualificada no setor, e apoio ao Projeto H2Brasil na formação de instrutores do SENAI, professores das Universidades e Institutos Federais.
- **CT de Arcabouço Legal:** ações que envolvem certificação, detalhamento dos regulamentos e suas governanças. Novos desdobramentos neste

tópico são relativos a uma das declarações assinadas pelo Brasil durante a 28ª Conferência das Partes (COP28) da Convenção-Quadro sobre a Mudança do Clima das Nações Unidas (UNFCCC, em sua sigla inglesa), quando houve o reconhecimento mútuo do sistema de certificação de H₂ dos países envolvidos (EBC, 2023c). Além disso, pode-se citar o estudo da mistura do H₂BC ao gás natural e a regulação da atividade de exploração e produção de hidrogênio natural no território nacional, assim como o estabelecimento do marco legal para hidrogênio de baixo emissão de carbono.

- **CT de Neoindustrialização:** publicação de uma minuta revisando o marco regulatório das ZPEs; elaboração de proposta de incentivo à utilização de H₂ e seus derivados; revisão e proposição da legislação para enquadramento de plantas de produção de H₂BC e de derivados diretos como projetos de infraestrutura para fins de elegibilidade ao REIDI; e avaliação de impactos na competitividade dos produtos brasileiros em relação aos mecanismos de ajuste de carbono na fronteira, com destaque para o CBAM da UE. Destaca-se, também, a aprovação da proposta do Plano de Investimento Brasil para o *Renewable Energy Integration Program do Climate Investment Funds* (CIF-REI), possibilitando acesso a recursos concessionais da ordem de US\$ 35 milhões para a instalação do *hub* de H₂V no Porto do Pecém.
- **CT de Planejamento Energético:** avaliação de potenciais técnicos e econômicos do uso do hidrogênio e seus derivados em diversas aplicações nos setores de consumo; avaliação de impactos da produção e do consumo de hidrogênio e seus derivados (amônia, metanol etc.) sobre a logística de transporte, armazenamento e distribuição dos mesmos no Brasil; e avaliação de impactos socioambientais e sobre recursos hídricos, decorrentes da produção, do transporte, do armazenamento, da conversão e do uso de hidrogênio e seus derivados.

Por fim, a Nova Indústria Brasil (NIB), lançada pelo Governo Federal no início de 2024, pode ser incluída como política de neoindustrialização. O programa será implementado pelos próximos 10 anos (2024-2033), todavia, até o momento, o plano publicado cobre as ações planejadas até 2026, gerenciadas pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CNDI). Observa-se que o programa será discutido em detalhes na seção sobre o Plano de Ação para a Neoindustrialização (BRASIL, 2024; MÁXIMO, 2024).

Legislação

A legislação nacional desempenha um papel crucial no desenvolvimento de setores econômicos nascentes, proporcionando um ambiente estável para investimentos e parcerias. No que diz respeito ao H₂BC, incentivos fiscais, subsídios e metas claras podem ser incorporados para impulsionar a pesquisa, o desenvolvimento e a implementação de tecnologias relacionadas à sua cadeia de valor, fomentando a inovação e a competitividade da indústria nacional, além de consolidar a posição do país como protagonista no cenário global de descarbonização. Ademais, é importante que a legislação não se restrinja apenas à produção de hidrogênio em si, mas inclua mercados correlatos como o de gás, mobilidade, de energia e ao setor industrial.

Nesse sentido, o Brasil passa por um momento decisivo para o H₂BC, com diversas políticas que incentivam a transição para práticas com menores índices de emissões. Há diversos projetos de lei (PL) tramitando nas casas legislativas federais, programas lançados e leis promulgadas. Dentre as leis, se destacam a Lei nº 15.042/2024, que institui o Sistema de Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), a Lei nº 14.948/2024, que, complementada pela Lei nº 14.990/2024, estabelece o Marco Legal do Hidrogênio, e a Lei nº 14.993/2024, relativa ao projeto dos “combustíveis do futuro”, que dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono, além de instituir o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (Pro-BioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano.

Embora algumas leis estejam diretamente ligadas ao hidrogênio, outras dão suporte ao mercado, como é o caso da Lei nº 14.926/2024 e da Lei nº 14.904/2024. A primeira visa assegurar atenção às mudanças climáticas, à proteção da biodiversidade e aos riscos e vulnerabilidades relacionados a desastres socioambientais, enquanto a segunda visa estabelecer diretrizes para a elaboração de planos de adaptação às mudanças climáticas. Além disso, o Decreto nº 10.946/2022, referente à geração eólica *offshore*, aponta as diretrizes que deverão ser seguidas para a cessão de uso do espaço marinho.

Cabe mencionar também a possibilidade de depreciação acelerada incluída pela Lei nº 14.871/2024, no âmbito do Programa Nova Indústria. Esse programa, lançado em janeiro de 2024, contempla seis eixos, dentre os quais se destaca o “Eixo 5: Bioeconomia, descarbonização, e transição e segurança energéticas”, no qual poderão ser enquadrados projetos de PD&I voltados à produção dos equipamentos e sistemas para atender à implantação

da produção de hidrogênio e investimentos para adaptar as indústrias para a substituição de combustíveis fósseis por hidrogênio renovável. Esse programa contará com a participação do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e a Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (EMBRAPPI) e os financiamentos das duas primeiras instituições relacionados à inovação e digitalização terão o custo financeiro atrelado a Taxa Referencial (TR), que é mais competitivo que a Taxa de Longo Prazo (TLP).

O governo lançou também, em 2024, um pacto pela transformação ecológica entre os três poderes do estado brasileiro. O Plano de Transformação Ecológica (PTE) inclui instrumentos financeiros, regulatórios, fiscais, administrativos, creditícios e de monitoramento. Também apoiado em cinco eixos (Finanças Sustentáveis, Adensamento Tecnológico, Bioeconomia e Sistemas Agroalimentares, Transição Energética, Economia Circular, Nova Infraestrutura Verde e Adaptação), o PTE, apresentado em ato na COP28, representa uma abordagem abrangente e multifacetada para promover o desenvolvimento sustentável, tendo um papel importante na definição da taxonomia brasileira.

Ademais, para permitir a captação de recursos para projetos de grande escala junto às instituições estrangeiras, foi lançado o Programa de Mobilização de Capital Privado Externo e Proteção Cambial (Eco Invest Brasil), que oferecerá uma proteção cambial para os recursos captados no exterior. Sancionado pela Lei nº 14.995/2024, esse instrumento é de grande importância nos investimentos iniciais, tendo em vista a potencial importação de eletrolisadores, que será uma realidade para o setor até a efetiva implantação da indústria desses equipamentos no país.

Os instrumentos legais diretamente relacionados à produção de H₂BC já desenvolvidos ou em tramitação são analisados a seguir.

Lei nº 14.948/2024 – Marco Legal do Hidrogênio

A Lei nº 14.948/2024 institui o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, institui incentivos para a indústria do hidrogênio de baixa emissão de carbono, institui o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) e cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC).

Dentre os objetivos da Lei nº 14.948/2024, se destacam: i) a preservação do interesse nacional e o incentivo a diversas rotas de produção de

hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados, de forma a valorizar as múltiplas vocações econômicas nacionais; ii) a promoção do desenvolvimento sustentável; iii) a promoção das aplicações energéticas do hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados; iv) a valorização de seu uso e de seus derivados para suprimento do mercado interno e para fins de exportação; v) a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta estável e perene; vi) a promoção da livre concorrência; vii) a atração e o incentivo a investimentos nacionais e estrangeiros para a produção, o transporte e o armazenamento de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados e viii) o fomento à PD&I e às iniciativas de produção de H_2 BC e seus derivados para exportação ou uso em cadeias produtivas diversas, com vistas a agregar valor a produtos nacionais, à cadeia nacional de suprimento de insumos e de equipamentos para fabricação do hidrogênio de baixa emissão de carbono e, ainda, ao desenvolvimento da produção nacional de fertilizantes nitrogenados provenientes do hidrogênio de baixa emissão de carbono, com o objetivo de reduzir a dependência externa e de garantir a segurança alimentar.

A lei também institui que a autorização para a produção de hidrogênio caberá à ANP, respeitadas as atribuições das demais agências reguladoras conforme as fontes utilizadas no processo de produção. Estabelece, ainda, as seguintes definições para o hidrogênio, de acordo com as emissões de GEE, processo produtivo e energia utilizada na sua obtenção:

- **Hidrogênio de baixa emissão de carbono:** hidrogênio combustível ou insumo industrial coletado ou obtido a partir de fontes diversas de processo de produção e que possua emissão de GEE, conforme análise do ciclo de vida, com valor inicial menor ou igual a $7 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$.
- **Hidrogênio renovável:** hidrogênio de baixa emissão de carbono, combustível ou insumo industrial coletado como hidrogênio natural ou obtido a partir de fontes renováveis, incluindo o hidrogênio produzido a partir de biomassa, etanol e outros biocombustíveis, bem como hidrogênio eletrolítico, produzido por eletrólise da água, a partir de energias renováveis, tais como solar, eólica, hidráulica, biomassa, etanol, biogás, biometano, gases de aterro, geotérmica e outras a serem definidas pelo poder público.
- **Hidrogênio verde:** hidrogênio produzido por eletrólise da água, utilizando fontes de energia renováveis, tais como as previstas acima, sem prejuízo de outras que venham a ser reconhecidas como renováveis pelo poder público.

Também tratado na Lei nº 14.948/2024, o Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio (SBCH2) tem como objetivo promover a utilização do hidrogênio de forma sustentável, a partir das informações contidas em certificados emitidos por empresa certificadora ao produto hidrogênio e seus derivados. A importância da definição de um sistema com critérios de sustentabilidade para a produção de hidrogênio e derivados e seu panorama são discutidos na seção de Certificação do Hidrogênio no Brasil.

O Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) foi estabelecido a fim de fomentar o desenvolvimento tecnológico e industrial, a competitividade e a agregação de valor nas cadeias produtivas nacionais. Destacam-se alguns aspectos do Rehidro, a saber:

- Sua regulamentação pelo Poder Executivo estabelecerá metas e objetivos a serem alcançados por meio da concessão dos incentivos previstos e requisitos para a habilitação ao programa, como um percentual mínimo de utilização de bens e serviços de origem nacional no processo produtivo¹, um investimento mínimo em PD&I ou, ainda, a aplicação de um percentual mínimo, a ser definido em regulamento, em projetos de desenvolvimento sustentável de transição energética localizados no país.
- Os incentivos tributários aos beneficiários do Rehidro terão vigência de cinco anos, a partir de 1 de janeiro de 2025.
- É beneficiária do Rehidro a pessoa jurídica que, no prazo de até cinco anos, a partir de 1 de janeiro de 2025, seja habilitada para a produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono, exerça atividade de acondicionamento, armazenamento, transporte, distribuição ou comercialização de H₂BC, se dedique à geração de energia elétrica renovável para a produção de H₂BC e atenda aos critérios previstos em lei, se dedique à produção de biocombustíveis (etanol, biogás ou biometano) para a produção de H₂BC, ou que já atue na produção de H₂BC na data de publicação da Lei.
- As pessoas jurídicas optantes pelo Simples Nacional não poderão aderir ao Rehidro.
- Será permitido o ingresso no Rehidro e o aproveitamento desse regime por empresas instaladas em ZPEs.
- Aplicam-se aos beneficiários do Rehidro os benefícios fiscais previstos no REIDI, quais sejam:

¹ Dispensada a exigência quando inexistir equivalente nacional ou quando a quantidade produzida for insuficiente para atendimento da demanda interna.

- a) No caso de venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, assim como de materiais de construção para utilização ou incorporação em obras de infraestrutura destinadas ao ativo imobilizado, será suspensa a exigência da contribuição para o PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre a venda no mercado interno, quando os referidos bens ou materiais de construção forem adquiridos por pessoa jurídica beneficiária do REIDI;
- b) Será suspensa a contribuição para o PIS/e PASEP-Importação e do COFINS-Importação, quando os referidos bens ou materiais de construção forem importados diretamente por pessoa jurídica beneficiária do REIDI.

Ademais, poderão ser emitidas debêntures de infraestrutura, instituídas pela Lei nº 12.431/2011, para a captação de recursos por beneficiário do Rehidro. Vale ressaltar que a Lei nº 14.801/2024 dispõe sobre as debêntures de infraestrutura e estabelece critérios para enquadramento de projetos. Por fim, destaca-se que o Decreto nº 11.964/2024 regulamenta os critérios e as condições para enquadramento e acompanhamento dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em PD&I, e enquadra projetos de H₂BC como setor prioritário.

Lei nº 14.990/2024 – PHBC

A Lei nº 14.990/2024 institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, com a finalidade de constituir fonte de recursos para a transição energética a partir do uso do hidrogênio de baixa emissão de carbono, concedendo crédito fiscal na comercialização de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados produzidos no território nacional.

O crédito fiscal corresponderá a um percentual do valor ou a um valor monetário por unidade de medida do produto, que será reconhecido no resultado operacional. Serão elegíveis ao crédito fiscal os projetos que observem ao menos um dos seguintes requisitos: contribuição ao desenvolvimento regional, contribuição às medidas de mitigação e adaptação à mudança do clima, estímulo ao desenvolvimento e difusão tecnológica ou contribuição à diversificação do parque industrial brasileiro.

Observa-se que o Poder Executivo definirá o montante de créditos fiscais que poderão ser concedidos, que deverá, para cada ano, estar previsto no

Projeto de Lei Orçamentária Anual. Entre 2028 e 2032, os créditos fiscais serão limitados aos seguintes valores globais para cada ano-calendário:

- 2028: R\$ 1,7 bilhão.
- 2029: R\$ 2,9 bilhões.
- 2030: R\$ 4,2 bilhões.
- 2031: R\$ 4,5 bilhões.
- 2032: R\$ 5 bilhões.

O crédito fiscal deverá ser concedido para produtores ou compradores de H₂BC e os limites que não forem utilizados no respectivo ano-calendário poderão ser utilizados nos anos seguintes.

Os projetos a serem contemplados serão selecionados por meio de um procedimento concorrencial, que observará como critério de julgamento das propostas, no mínimo, o menor valor do crédito por unidade de medida do produto. São elegíveis as empresas ou consórcios de empresas que sejam vencedores do procedimento concorrencial e que sejam beneficiárias do Rehidro, no caso de produtores, ou adquiram H₂BC produzido por empresa ou consórcio de empresas beneficiárias do Rehidro, no caso de compradores. A não implementação do projeto ou a sua implementação em desacordo com a lei ou o regulamento sujeitará o seu titular à multa correspondente a até 20% do valor do crédito fiscal que seria destinado à iniciativa.

O procedimento para a concessão do crédito poderá prever, dentre outras hipóteses: i) a concessão de créditos em montantes decrescentes ao longo do tempo; ii) a priorização dos projetos que prevejam a menor intensidade de emissões de GEE do hidrogênio produzido ou consumido e que possuam maior potencial de adensamento da cadeia de valor nacional; iii) que o valor do crédito estará relacionado à diferença entre o preço do hidrogênio e o preço de bens substitutos; iv) a exigência de apresentação de garantia vinculada à implantação do projeto de produção ou consumo de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados; e v) a aplicação de penalidades, incluindo multa.

Os créditos fiscais poderão ser objeto de compensação com débitos próprios, vincendos ou vencidos, relativos a tributos administrados pela Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil do Ministério da Fazenda, ou o ressarcimento em dinheiro em até 60 dias, na inexistência ou insuficiência de débitos de CSLL ou de quaisquer outros tributos federais passíveis de compensação.

Lei nº 14.993/2024 – Combustível do Futuro

Conhecida como a Lei do Combustível do Futuro, a Lei nº 14.993/2024 dispõe sobre a promoção de diversos programas que já vinham sendo discutidos no Brasil. Assim, a lei se concretiza como um marco regulatório importante, uma vez que integra iniciativas alinhadas à descarbonização, com foco no setor de mobilidade, e incentiva a produção de combustíveis sintéticos, que podem possuir intensidade de emissão muito baixas dependendo da escolha do insumo.

Neste sentido, a lei dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono, assim como institui o ProBioQAV, o PNDV e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Além disso, prevê a adição mínima obrigatória, em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional: i) 16% a partir de 1 de março de 2024; ii) 17% a partir de 1 de março de 2025; iii) 18% a partir de 1 de março de 2026; iv) 19% a partir de 1 de março de 2027; e v) 20% a partir de 1 de março de 2028.

A lei também incentiva o uso de biocombustíveis, um produto estratégico para o Brasil, e estabelece metas de percentuais de adição obrigatória, em volume, de álcool etílico anidro à gasolina e de biodiesel ao óleo diesel. Observa-se que, segundo a Lei nº 13.033/2014, o biodiesel necessário à adição obrigatória ao óleo diesel deverá ser fabricado a partir de matérias-primas nacionais produzidas preferencialmente pela agricultura familiar e caberá ao Poder Executivo Federal estabelecer mecanismos para assegurar sua participação prioritária na comercialização no mercado interno.

Lei nº 14.995/2024 – Programa Eco Invest Brasil

A Lei nº 14.995/2024 cria o Programa de Mobilização de Capital Privado Externo e Proteção Cambial (Programa Eco Invest Brasil) que tem como objetivos: i) fomentar e incentivar investimentos em projetos que promovam a transformação ecológica, especialmente nos eixos da transição para práticas e tecnologias sustentáveis, do adensamento tecnológico, da bioeconomia, da economia circular, da transição energética e da infraestrutura e adaptação às mudanças climáticas, entre outros; ii) atrair investimentos externos ao país; iii) viabilizar operações no mercado de capitais com vistas à captação de recursos no exterior por empresas, investidores e instituições financeiras sediadas no país; e iv) apoiar o desenvolvimento, a liquidez e a eficiência do mercado de proteção (*hedge*) de longo prazo em moeda estrangeira no país.

O Programa oferecerá uma linha de mobilização de capital privado externo e proteção cambial, no âmbito do Fundo Nacional de Mudança do Clima (FNMC), que poderá ser diretamente acessada e operada por instituições financeiras públicas ou privadas autorizadas a operar pelo Banco Central do Brasil, desde que assumam o risco de crédito das operações. Essas instituições poderão utilizá-la para oferecer ou viabilizar a oferta de: i) operações de crédito em montante parcial dos recursos demandados pelo projeto de investimento apoiado (*blended finance*); ii) operações de crédito para casos relacionados a eventos de volatilidade cambial que possam comprometer a liquidez da empresa ou do investidor; iii) instrumentos derivativos cambiais, incluídos opções, *forwards*, futuros e *swaps*, com o objetivo de mitigar, parcial ou integralmente, o risco cambial do investidor (*hedge* cambial); e iv) operações de crédito para financiar estudos e projetos direcionados à exportação de produtos e serviços, à disponibilização de infraestrutura de suporte à exportação de produtos e serviços ou à oferta de infraestrutura e serviços para a atração de turismo sustentável internacional ao país.

Ademais, visando implementar o Programa Eco Invest Brasil, a lei prevê que a União está autorizada a repassar às instituições financeiras, por meio do FNMC, os recursos para a linha de mobilização de capital privado externo e proteção cambial e demais instrumentos oferecidos pelo Programa, celebrar acordos de cooperação, operações de crédito e outros instrumentos afins com organismos multilaterais, com a finalidade de destinar os recursos ao FNMC para apoiar os objetivos do Programa, e, ainda, abrir conta bancária, no país ou no exterior, em moeda estrangeira, exclusivamente nas instituições financeiras oficiais federais.

O Ministério da Fazenda estabelecerá, em consonância com normas regulamentadoras a serem estabelecidas pelo Conselho Monetário Nacional, os aspectos operacionais relevantes para o funcionamento e a operacionalização da linha de mobilização de capital privado externo e proteção cambial, como as condições, os critérios e o processo de seleção e habilitação de instituições financeiras como agentes financeiros do Programa, bem como os volumes e os limites de alocação dos recursos.

O Banco do Brasil poderá ser contratado, mediante dispensa de licitação, para dar apoio operacional ao Programa Eco Invest Brasil. O Banco Central do Brasil, por sua vez, acompanhará e fiscalizará, nos termos da regulamentação do Conselho Monetário Nacional, os atos das instituições financeiras no acesso e na operação da linha de mobilização de capital privado externo e proteção cambial.

Lei nº 14.871/2024 e Decreto nº 12.175/2024

A Lei nº 14.871/2024 autoriza “a concessão de quotas diferenciadas de depreciação acelerada para máquinas, equipamentos, aparelhos e instrumentos novos destinados ao ativo imobilizado e empregados em determinadas atividades econômicas, para navios-tanque novos produzidos no Brasil destinados ao ativo imobilizado e empregados exclusivamente em atividades de cabotagem de petróleo e seus derivados e para embarcações de apoio marítimo utilizadas para o suporte logístico e a prestação de serviços aos campos, às instalações e às plataformas offshore.” Para fins da depreciação acelerada, no cálculo do Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e da CSLL de pessoa jurídica tributada com base no lucro real, será admitida, para os bens incorporados ao ativo imobilizado do adquirente, a depreciação de: i) até 50% do valor dos bens no ano em que o bem for instalado ou posto em serviço ou em condições de produzir; e ii) até 50% do valor dos bens no ano subsequente àquele em que o bem for instalado ou posto em serviço ou em condições de produzir.

Por sua vez, o Decreto nº 12.175/2024 estabelece os setores que poderão fazer uso da depreciação acelerada, prevendo, de uma forma geral, atividades como fabricação de máquinas, aparelhos e materiais elétricos e de máquinas e equipamentos. Dentre outros, foram incluídos explicitamente como atividades econômicas aderentes a este decreto a fabricação de biocombustíveis e de equipamentos, inclusive os relativos à fabricação de biocombustíveis, e obras de infraestrutura.

Decreto nº 10.946 /2022, Portaria GM/MME nº 52/2022 e Nota Técnica EPE/DEE/035/2023-R1

Desde 2021, através do PL nº 576/2021, o Brasil está trabalhando na regulamentação do uso do leito marinho para produção de energia elétrica *offshore*. Em 2022, o Decreto nº 10.946/2022 apontou diretrizes que deverão ser seguidas para a cessão de uso do espaço marinho. Dentre elas, estão a definição do pagamento devido à União e da área máxima a ser cedida em projetos de geração elétrica *offshore*, normas e procedimentos complementares relativos à cessão de uso onerosa para exploração de energia elétrica *offshore* e a delegação à ANEEL das competências para firmar os contratos de cessão de uso e para realizar atos necessários à sua formalização e considerações sobre a limitação de área a ser cedida.

A Portaria GM/MME nº 52/2022, com normas e procedimentos complementares, também foi publicada. Em 2024, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), através da Nota Técnica nº 035/2023, ressalta a importância da

limitação de área, ou um critério semelhante, para assegurar o bom uso de uma área que é essencialmente pública. Nesse momento, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) trabalha em um Planejamento Espacial Marinho como instrumento de organização e uso sustentável dos espaços marinhos e das interações.

Lei nº 15.042/2024 – Mercado de Carbono

Várias propostas legislativas relacionadas aos mercados de carbono e um comércio de emissões tramitam no Congresso Nacional. Em 2015, o PL nº 2.148/2015, buscava estabelecer a estrutura de governança e a base legal para obrigações por entidades cobertas, com elementos-chave de design (como escopo, limite e alocação). Esse PL foi modificado e incorporado ao PL nº 412/2022, que regulamentava o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE).

Em 2024, finalmente foi publicada a Lei nº 15.042/2024, instituindo o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa, ambiente regulado submetido ao regime de limitação das emissões de GEE e de comercialização de ativos representativos de emissão, redução de emissão ou remoção de GEE no país.

Dentre outros, o SBCE tem os objetivos de: i) promover um incentivo econômico à redução ou remoção das emissões de GEE; ii) garantir a rastreabilidade eletrônica da emissão; a redução dos custos de mitigação de GEE para o conjunto da sociedade; e iii) definir critérios transparentes às atividades emissoras de GEE associadas a fontes reguladas. O SBCE aplica-se às atividades, fontes e instalações localizadas no território nacional que emitam ou possam emitir GEE, sob responsabilidade de operadores, pessoas físicas ou jurídicas.

Estarão sujeitos à regulação do SBCE os operadores responsáveis pelas instalações e pelas fontes que emitam acima de 10.000 tCO_{2e} por ano, para fins de submissão de plano de monitoramento à apreciação do órgão gestor do Sistema e de envio de relato de emissões e remoções de GEE. Instalações que emitem acima de 25.000 tCO_{2e} por ano deverão enviar, também, o relato de conciliação periódica de obrigações, além dos demais documentos já listados.

Vale ressaltar que, nessa lei, as produções primárias agropecuárias, bem como os bens, as benfeitorias e a infraestrutura no interior de imóveis rurais ela diretamente associados, não são considerados atividades, fontes ou instalações reguladas e, portanto, não se submetem às obrigações impostas no âmbito do SBCE. As novas diretrizes terão implementação gradual e abrangência geográfica nacional, com possibilidade de interoperabilidade

com outros sistemas internacionais de comércio de emissões compatíveis com o SBCE.

Ademais, a lei estabelece definições e conceitos, dentre os quais se destacam:

- Limite máximo de emissões, sendo o limite quantitativo, expresso em toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_{2e}), por período de compromisso, aplicável ao SBCE como um todo.
- Período de compromisso, estabelecido no Plano Nacional de Alocação para o cumprimento de metas de redução de emissões de GEE, definidas para cada operador de acordo com o teto máximo de emissões.
- Cota Brasileira de Emissões (CBE), um ativo fungível, transacionável, representativo do direito de emissão de 1 tCO_2 e, outorgada pelo órgão gestor do SBCE instalações ou para as fontes reguladas, de forma gratuita ou a título oneroso, mediante leilão ou outro instrumento administrativo.
- Crédito de carbono, um ativo transacionável, autônomo, representativo de efetiva redução de emissões ou remoção de 1 tCO_{2e} , obtido a partir de projetos ou programas de redução de emissões ou remoção de GEE submetidos a metodologias nacionais ou internacionais que adotem critérios e regras para mensuração, relato e verificação de emissões (MRV), externos ao SBCE².
- Certificado de Redução ou Remoção Verificada de Emissões (CRVE), um ativo fungível³, transacionável, representativo da efetiva redução de emissões ou remoção de GEE de 1 tCO_{2e} , seguindo metodologia credenciada e com registro efetuado no âmbito do SBCE.
- Certificado de Recebíveis de Créditos Ambientais (CRAM), um título de crédito nominativo, de livre negociação, representativo de promessa de pagamento em dinheiro ou em entrega de créditos de carbono, que constitui título executivo extrajudicial, emitido por companhia securitizadora e sujeito ao regime previsto em lei e, subsidiariamente, ao regime dos títulos e valores mobiliários de securitização.
- Cancelamento, que consiste na anulação de CBE ou CRVE.

2 Incluídos a manutenção e a preservação florestal, a retenção de carbono no solo ou na vegetação, o reflorestamento, o manejo florestal sustentável, a restauração de áreas degradadas, a reciclagem, a compostagem, a valorização energética e a destinação ambientalmente adequada de resíduos, entre outros.

3 Ativos financeiros que são considerados substituíveis, ou seja, que podem ser trocados por outros da mesma espécie, qualidade e quantidade, sem que haja diferença entre eles.

- Plano Nacional de Alocação, que deverá estabelecer, para cada período de compromisso, dentre outros, o limite máximo de emissões, a quantidade de CBES a ser alocada entre os operadores, as formas de alocação das CBES (gratuita ou onerosa), o percentual máximo de CRVES admitido na conciliação periódica de obrigações, a gestão e a operacionalização dos mecanismos de estabilização de preços dos ativos integrantes do SBCE e os critérios para transações de remoções líquidas de emissões de GEE.
- Mensuração, relato e verificação (MRV), um conjunto de diretrizes e regras utilizado no âmbito do SBCE para mensurar, relatar e verificar, de forma padronizada, as emissões por fontes ou remoções por sumidouros, bem como as reduções e remoções de GEE decorrentes da implementação de atividades, projetos ou programas.
- Conciliação periódica de obrigações, que consiste na verificação do cumprimento dos compromissos ambientais definidos por operador no Plano Nacional de Alocação, por meio da titularidade de ativos integrantes do SBCE em quantidade igual às emissões líquidas incorridas.
- Mecanismo de estabilização de preços, através do qual o órgão gestor do SBCE intervém no mercado de negociação de ativos integrantes do Sistema, de modo a reduzir a volatilidade dos seus preços.
- Operador, que é a pessoa física ou jurídica, brasileira ou constituída de acordo com as leis do país, detentora de instalação ou fonte associada a alguma atividade emissora de GEE.

Observa-se que, no âmbito do SBCE, serão instituídos e negociados os ativos CBE e CRVE, que somente serão reconhecidos por meio de sua inscrição no Registro Central do Sistema. A CBE será distribuída pelo órgão gestor do SBCE ao operador sujeito ao dever de conciliação periódica de obrigações, considerado o limite máximo de emissões definido no âmbito do Sistema.

As CBE e os CRVE podem ser negociados e cada um representa uma tonelada de dióxido de carbono equivalente. Assim, cada certificado de redução ou remoção permite cancelar uma cota de emissão de gases. A ideia é que, após um tempo de adaptação, as atividades econômicas com mais dificuldades de reduzir emissões por processos tecnológicos comprem cotas e certificados que atestem a captação do que foi liberado na atmosfera, zerando a emissão líquida.

A lei também prevê a criação de um Registro Central, que é, basicamente, um banco no qual os ativos climáticos serão depositados. O Registro Central será mantido pelo órgão gestor do SBCE, com os objetivos de receber e consolidar informações sobre emissões e remoções de GEE, assegurar a

contabilidade precisa da concessão, da aquisição, da detenção, da transferência e do cancelamento de ativos integrantes do SBCE, bem como rastrear as transações nacionais sobre os ativos integrantes do SBCE e as transferências internacionais de resultados de mitigação, dentre outros.

As receitas do, por sua vez, da cobrança dos pagamentos decorrentes dos leilões de CBES ou de outro instrumento administrativo, das multas aplicadas e arrecadadas, de encargos setoriais instituídos por lei, de convênios ou acordos celebrados com entidades, organismos ou empresas públicas ou de contratos celebrados com empresas privadas e de doações, legados, subvenções e outros recursos.

Observa-se que os recursos do SBCE deverão ser destinados: i) à operacionalização e à manutenção do SBCE e do fundo gestor de seus recursos (no mínimo 15%); ii) ao Fundo Geral de Turismo (Novo Fungetur), a serem utilizados em atividades de turismo sustentável (no mínimo 5%); iii) ao fundo de apoio à conservação dos biomas brasileiros, a ser regulamentado em lei específica, com o objetivo de promover ações que garantam a existência dos povos e das culturas indígenas (no mínimo 5%); e iv) a um fundo privado específico, criado e gerido pelo BNDES para financiamento e subvenção de investimentos e atividades de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico, com a finalidade de promover a descarbonização das atividades, das fontes e das instalações reguladas no âmbito do SBCE (no mínimo 75%)⁴.

Os recursos poderão ser aplicados na modalidade não reembolsável para o fomento das atividades de operacionalização e manutenção do SBCE e do fundo gestor de seus recursos (até 15%), assim como para o financiamento de despesas correntes e de capital, em parceria com Instituições Científicas, Tecnológicas e de Inovação (ICTs), entidades brasileiras de ensino, oficiais ou reconhecidas pelo poder público e organizações sociais que mantenham contrato de gestão com o Governo Federal e que promovam e incentivem a realização de projetos de pesquisa aplicada, desenvolvimento e inovação para o setor automotivo, dentre outras sua cadeia e outras.

PL nº 725/2022 – Inserção do H₂BC na Rede de Gás Natural

O PL nº 725/2022, atualmente tramitando na Comissão de Serviços de Infraestrutura no Senado Federal, visa garantir uma demanda inicial para o H₂BC, a partir da adição obrigatória aos gasodutos existentes, implementada de forma incremental. Assim, é estabelecida a adição de hidrogênio no ponto

4 A remuneração das operações de financiamento com recursos deste fundo terá como base a (TR) nos primeiros 10 anos de sua operação.

de entrega ou ponto de saída nos gasodutos de transporte nos percentuais mínimos obrigatórios em volume, na seguinte progressão: i) 5% a partir de 1 de janeiro de 2032, com uma proporção mínima obrigatória de hidrogênio sustentável de 60%; e ii) 10% a partir de 1 de janeiro de 2050, com uma proporção mínima obrigatória de hidrogênio sustentável de 80%.

Registra-se que esse PL foi aprovado em outubro de 2023 pela Comissão de Meio Ambiente do Senado Federal e encaminhado para a Comissão de Serviços de Infraestrutura, mas não vem apresentando avanços na sua tramitação desde então.

PL nº 1.425/2022 - Armazenamento de CO₂

O PL nº 1.425/2022, atualmente tramitando no Congresso Nacional, objetiva disciplinar a exploração da atividade de armazenamento permanente de CO₂ de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento. 1.425, dentre outras disposições; i) o mecanismo de outorga de formação geológica apta para realização do CCS⁵ (Termo de Outorga Qualificada) sob a forma de contrato celebrado entre a União, detentora do subsolo, e os agentes interessados, com prazo de 30 anos, prorrogável por igual período; ii) o processo competitivo para disponibilidade e escolha de agente operador, na hipótese de mais de um interessado em determinado bloco de armazenamento; iii) os princípios e objetivos a serem observados na execução da atividade; iv) os direitos e obrigações dos envolvidos ao longo do tempo; v) os mecanismos de monitoramento ao longo da vigência do contrato; vi) a segmentação de responsabilidades entre setor público e agentes; e vii) as formas de acesso à infraestrutura.

Destaca-se que a outorga não dispensa o licenciamento ambiental ou licenças correlatas aplicáveis e a autoridade de regulação assegurará o acesso não discriminatório e negociado de terceiros à infraestrutura essencial para o transporte de CO₂ até o ponto de entrega ao operador.

Considerações sobre o Arcabouço Legal

Pode-se observar que o arcabouço regulatório vem avançando no sentido de estimular o investimento, em hidrogênio, com incentivos específicos que

5 O Poder Executivo divulgará a relação de reservatórios geológicos passíveis de outorga e as respectivas capacidades de armazenamento de CO₂, considerando a avaliação de capacidade de armazenamento de CO₂ e de capacidade teórica de armazenamento de CO₂.

podem conferir competitividade à sua produção no Brasil, em função de condições não controláveis pelo investidor.

No que diz respeito ao CAPEX, pode-se mencionar: i) incentivos tributários, como Rehidro e REIDI; ii) depreciação acelerada para a fabricação de equipamentos, o que poderá reduzir o custo de produção dos equipamentos usados para a produção de H₂BC e seus derivados; e iii) mecanismos financeiros, como debêntures de infraestrutura, financiamento com recursos do Fundo Clima⁶, o Programa Eco Invest Brasil, a implantação de mercado de créditos de carbono, com potencial de gerar *funding* para projetos de descarbonização, a compra e venda de créditos de carbono nos mercados regulado e voluntário (ver Box 3.1), um programa para consolidação de *hubs* de hidrogênio.

Já com relação ao OPEX, se destacam: i) os investimentos em produção de energia renovável; ii) a legislação para a implantação de energia eólica *offshore*; iii) o estímulo ao uso final, através de linhas de financiamento do BNDES e Banco do Nordeste (BNB) com condições diferenciadas e adição obrigatória de H₂BC nos gasodutos a partir de 2032; iv) o estímulo à comercialização, com o PHBC; v) o estímulo ao desenvolvimento de mercado interno; vi) a certificação, através do SBCH, com critérios condizentes com as características específicas do Brasil, considerando, também, a necessidade de harmonização em pontos importantes, já que o Sistema não prevê os critérios basilares estabelecidos na regulação europeia, como temporalidade e adicionalidade; vii) o estímulo a projetos PD&I; viii) o estímulo ao setor industrial.

Plano de Ação para a Neoindustrialização

A iniciativa do Governo Federal, delineada no Plano de Ação para a Neoindustrialização 2024-2026, destaca o papel significativo do hidrogênio na Missão 5, que se concentra em bioeconomia, descarbonização, transição e segurança energéticas para garantir recursos às futuras gerações. Desse modo, o financiamento à inovação, apoiado com linhas não reembolsáveis, tem entre suas prioridades especificamente o H₂BC, visando a autossuficiência tecnológica e produtiva em segmentos cruciais para o país, como o desenvolvimento de células fotovoltaicas, aerogeradores, eletrolisadores e células a combustível. Nesse sentido, como parte do Plano de Ação, o H₂BC, juntamente com as tecnologias associadas à fabricação de equipamentos,

6 O Fundo Clima, criado pela Lei nº 12.114/2009, é um dos instrumentos da Política Nacional sobre Mudança do Clima.

produção, armazenamento, transporte e uso, recebe prioridade de crédito para fomentar a inovação (MDIC, 2024).

O Plano de Ação também está criando a plataforma digital Janela Única de Investimentos do Brasil, através da Secretaria Executiva da Câmara de Comércio Exterior (Camex/MDIC), que consolida o acesso a serviços de diversas agências governamentais, como registros, permissões e licenças, além de Portais de Informação de Investimentos e o InvestVis.

O Plano de Ação será implementado por meio de chamadas públicas em fluxo contínuo, utilizando recursos provenientes de subvenção econômica e crédito. Essa iniciativa estará aberta a empresas de todos os portes, podendo participar de forma isolada ou estabelecendo parcerias com *startups*, além de colaborações com ICTs. Os valores alocados para o Plano de Ação, provenientes do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), totalizam R\$ 700 milhões, os quais serão disponibilizados na forma de não reembolsáveis. O período de execução dessa iniciativa abrange os anos de 2024 a 2026 e tem a finalidade de fomentar a inovação e o desenvolvimento tecnológico, incentivando a participação ativa das empresas, promovendo parcerias estratégicas e estimulando a colaboração com entidades científicas e tecnológicas ao longo de sua execução (BRASIL, 2024).

Além disso, como forma de melhorar o processo participativo e democrático de regulamentação dos incentivos, a Secretaria de Reformas Econômicas do Ministério da Fazenda abriu uma chamada de contribuições para Tomada de Subsídio, com vistas a implementar a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, através do Rehidro e do PBHC.

Legislação Ambiental

Como forma de alcançar as metas e os compromissos de redução de emissões de GEE, através das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) apresentadas no Acordo de Paris, o governo brasileiro vem aprimorando a sua legislação ambiental. Neste contexto, os fundos de financiamento climáticos são parte fundamental desse processo, incluindo aqueles que serão discutidos no Capítulo 4. Assim como alguns projetos do setor de energias renováveis, o licenciamento de plantas de H₂ no Brasil é realizado somente no âmbito da esfera estadual, conforme prevê a Resolução CONAMA nº 237/1997.

Paralelamente, tramita na Comissão de Serviços de Infraestrutura o PL nº 1.878/2022, que trata do procedimento para obtenção da licença de produção do hidrogênio verde, através do licenciamento ambiental. No âmbito estadual, estados com maior potencial para produção de H₂BC atuam no

sentido de estabelecer um ambiente favorável ao investimento. Nesse sentido, destaca-se a aprovação pelo Conselho Estadual do Meio Ambiente do Ceará (Coema), em 2022, da primeira resolução de licenciamento ambiental para H₂V no país. A Resolução nº 03/2022 dispõe sobre os procedimentos, critérios e parâmetros aplicáveis ao Licenciamento e Autorização Ambiental no âmbito da Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará (Sema-ce) para empreendimentos de produção de H₂V para fins de geração de energia no estado. Em sequência, outros estados, como Bahia e Piauí, definiram em suas secretarias diretrizes para o licenciamento ambiental de projetos da cadeia de valor do H₂BC.

Em 1999, o primeiro posto comercial de abastecimento de hidrogênio para atender os primeiros ônibus movidos à célula a combustível teve suas licenças fornecidas pelo Corpo de Bombeiros da Polícia Militar de São Paulo (FD/SP) e pela Agência de Proteção Ambiental de São Paulo (CETESB/SP), seguindo as premissas de projetos que utilizam materiais combustíveis (NEVES JR, 2013).

Os procedimentos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de produção de H₂V dar-se-ão em três etapas: i) Licença Prévia (LP); ii) Licença de Instalação (LI); e iii) Licença de Operação (LO) (TUPINAMBÁ e ARAÚJO, 2022; LEGIS WEB, 2022). As exigências de estudos ambientais para os empreendimentos incluem: i) Relatório Ambiental Simplificado (RAS) para empreendimentos classificados como micro e pequeno porte; e ii) Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/Rima) para empreendimentos de porte médio, grande e excepcional.

A Lei nº 14.948/2024 prevê para todos os projetos, independente do porte, um Estudo de Análise de Risco (EAR), devidamente aprovado pela autoridade competente, como parte do estudo ambiental aplicado. As licenças prévias, de instalação e de operação também são exigidas pela normativa (TUPINAMBÁ e ARAÚJO, 2022).

Destaca-se que, para os projetos que contemplarem as atividades de produção e armazenamento no mesmo local, o licenciamento ambiental ocorrerá em um único processo, observadas também as normas específicas vigentes de armazenamento. Por fim, uma importante salvaguarda incluída na legislação foi a necessidade de consulta prévia, livre e informada para as populações impactadas.

Normas e Padronização

A normatização e padronizações são essenciais para uma clara definição de padrões a serem seguidos para o armazenamento, transporte e manuseio do H₂BC de forma adequada e segura, além de garantir a qualidade. Ademais, é possível nortear o processo para a avaliação dos critérios de sustentabilidade de um determinado produto e basear o desenvolvimento de certificação.

Vale salientar que a UNIDO produziu um documento balizador com a ISO/TS 19870, como modo de padronizar internacionalmente a avaliação das emissões de GEE em várias rotas de produção e fornecimento de hidrogênio. Em 2023, a ISO publicou o *“Hydrogen technologies — Methodology for determining the greenhouse gas emissions associated with the production, conditioning and transport of hydrogen to consumption gate”*.

No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é o órgão responsável pela normalização técnica, fornecendo insumos para o desenvolvimento tecnológico no país. A Associação instituiu uma Comissão de Estudo Especial de Tecnologias de Hidrogênio (ABNT/CEE-067), cuja atuação permeia a normatização das tecnologias de H₂, compreendendo sistemas e dispositivos para produção, armazenamento, transporte, medição e uso do hidrogênio, e das células a combustível, que inclui a terminologia, os requisitos e os métodos de ensaio (AHK-RIO, 2021). O Quadro 3.2 apresenta as normas da ABNT vigentes até o momento para hidrogênio (OLIVEIRA, 2022).

Outras agências, como a ANP, Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), ANEEL, Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) e Agência de Transporte Aquaviário (ANTAQ), também podem estabelecer resoluções para definir parâmetros de qualidade do hidrogênio e normas para o gerenciamento dos recursos hídricos, além de regulamentar o transporte rodoviário ou aquaviário de produtos químicos.

Quadro 3.2. Normas ABNT sobre o hidrogênio.

Normas	Escopo
ABNT ISO/TR 15916	Fornecer diretrizes para o uso do hidrogênio em suas formas gasosa e líquida. Identifica os riscos e as preocupações básicas de segurança e descreve as propriedades do hidrogênio que são relevantes à segurança.
ABNT ISO 16110-1	Trata dos sistemas de geração a hidrogênio embalados, autocontidos ou compatíveis de fábrica com uma capacidade menor que 400 m ³ /h a 0 °C e 101,325 kPa, referidos nesta Norma como geradores de hidrogênio, que convertem um combustível de entrada em uma corrente rica em hidrogênio de composição e condições adequadas para o tipo de dispositivo que utilizará o hidrogênio (por exemplo, um sistema de geração de energia tipo célula a combustível ou um sistema de compressão, armazenamento e distribuição de hidrogênio).
ABNT IEC/TS 62282-1	Fornecer uma terminologia uniforme em forma de diagramas, definições e equações para as tecnologias de pilhas a combustível em todas as aplicações, incluindo, mas não se limitando à, energia estacionária, transporte, energia portátil e aplicações de micropotência.
NBR IEC 62282-2	Fornecer os requisitos mínimos para a segurança e o desempenho dos módulos da célula a combustível.
ABNT ISO 14687-1	Especificar as características de qualidade para o combustível hidrogênio, de modo a garantir a uniformidade do produto hidrogênio na produção e distribuição para uso em veículos, equipamentos e outras aplicações de abastecimento. Válida para as aplicações em todas as formas de transporte e abastecimento de hidrogênio (terrestres, aquáticas, aéreas e espaciais).
ABNT ISO 17268	Aplica-se à verificação do projeto, segurança e operação de dispositivos de conexão para reabastecimento de veículos terrestres com hidrogênio gasoso (VTHG), referidos nesta Norma como bocal e receptáculo.
IEC 60050-485	Aplica-se ao Vocabulário Eletrotécnico Internacional (IEV), específico para a parte 485, que trata das tecnologias de células a combustível. A Norma fornece a terminologia geral utilizada em tecnologias de células a combustível, bem como termos gerais relacionados a aplicações específicas e tecnologias associadas.

Fonte: Oliveira (2022).

Todo o sistema de geração, armazenamento, transmissão e distribuição deve estar coberto e normas já estabelecidas em setores correlatos poderão auxiliar no aperfeiçoamento dos demais. Dentro da escala de produção, o esquema de certificação e as normas devem garantir a baixa emissão da fonte utilizada na produção do hidrogênio, a origem renovável da eletricidade utilizada para a produção de hidrogênio e a baixa emissão do produto com redução de emissões de GEE suficientes.

Deve-se esclarecer que a ANA é o órgão responsável por instituir normas de referência para a regulação dos serviços públicos de saneamento básico e gestão dos recursos hídricos. Sendo assim, a Agência realiza a análise dos pedidos de outorga preventiva e de direito de uso de recursos hídricos em corpos hídricos de domínio da União. O artigo 12 da Lei nº 9.433/1997 determina os usos sujeitos à outorga, que incluem: i) a captação, o lançamento e outros usos que alterem o regime ou as condições qualitativas ou quantitativas dos recursos hídricos; ii) o uso para fins de aproveitamento de potenciais hidrelétrico; e iii) extração de água de aquífero subterrâneo para consumo final de processo produtivo (BRASIL, 1997). Quando a água for de reuso, não há a necessidade de outorga caso não ocorra o lançamento posterior de nenhum resíduo no corpo hídrico. Além disso, o pedido de outorga para projetos de hidrogênio já pode ser feito pelo Sistema Federal de Regulação de Usos (REGLA) (ANA, 2021).

A Resolução ANTT nº 5.947/2021 e a Resolução ANTAQ nº 65/2021 se referem ao transporte de produtos perigosos (incluindo o hidrogênio) por via terrestre e marítima, respectivamente (BRASIL, 2021a). Por sua vez a ANP define os requisitos de qualidade de biocombustíveis e estabelece o exercício da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, seu armazenamento, sua comercialização e a prestação de serviço, o que deve ser preconizado ao hidrogênio. O Quadro 3.3 sintetiza as agências reguladoras e suas respectivas funções no setor de hidrogênio.

Quadro 3.3. Agências reguladoras e suas competências no setor de hidrogênio.

Agência	Função
ABNT	Normatização das tecnologias de hidrogênio, compreendendo sistemas e dispositivos para produção, armazenamento, transporte, medição e uso.
ANA	Gerenciamento dos recursos hídricos e liberação de outorga para o uso da água, especialmente para a produção de hidrogênio via eletrólise.
ANEEL	Atuação subsidiária à ANP na concessão de autorização da produção de hidrogênio por eletrólise da água.
ANP	Autorização da produção do H ₂ BC.
ANTAQ	Regulamentação do transporte marítimo de hidrogênio.
ANTT	Regulamentação do transporte rodoviário de hidrogênio.

Fonte: Elaboração própria.

Certificação do Hidrogênio no Brasil

A certificação é um mecanismo que permite a comprovação da qualidade de um produto, que neste caso tem o objetivo crucial de comprovar a origem renovável do combustível e as emissões envolvidas no processo de produção do hidrogênio. De forma geral, a certificação garante benefícios ambientais associados ao processo de descarbonização de produtos, segurança energética e crescimento econômico dos mercados fornecedores, através de um sistema de balanço de massa para rastrear e garantir a conformidade, chamado cadeia de custódia. As emissões e os critérios são apreciados conforme o alcance a mercados específicos, com seus limites especificados pelo atributo ambiental do produto oferecido.

No contexto nacional, o processo de certificação está intimamente ligado ao mercado de carbono, que limita as emissões de GEE para cumprimento da taxonomia e uso de mecanismos de financiamentos sustentáveis. Por outro lado, em nível internacional, esse processo envolve também o interesse no uso do H₂BC em produtos de baixo carbono, visando atender a implementação do CBAM e os leilões de comercialização de hidrogênio com outros países, a exemplo do H2Global. Dessa forma, outros processos de certificação de derivados estão surgindo de forma paralela, como é o caso da amônia, do metanol e do SAF, dentre outros combustíveis.

Com o objetivo principal de reconhecimento mútuo dos esquemas de certificação e dos produtos oferecidos por um país, os governos formaram uma parceria através da *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* (IPHE) para acelerar a implantação de um quadro regulamentar que possibilite o comércio internacional de hidrogênio. Atualmente, discute-se a criação de um passaporte digital para o hidrogênio, contendo diversas características, incluindo uso de água, uso da terra e as emissões com base na pegada de carbono, segundo a metodologia de determinação de emissões em todo o ciclo de vida do hidrogênio, indicada pela ISO/TS 19870:2023.

No Brasil, em 2022, a CCEE lançou a primeira versão do sistema de certificação brasileiro de hidrogênio renovável. O documento publicado, um manual, tinha o objetivo de se adequar às regras do mercado que ainda estão sendo estabelecidas, com bastante alinhamento ao sistema europeu. Dessa forma, a versão alinhada à RED II - Regulamento Delegado (EU) 2023/1184 para combustível renovável de origem não biológica (RFNBO, em inglês) considerou somente emissões de escopo 2, para o hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água.

Como resultado, a CCEE emitiu os primeiros certificados das plantas piloto brasileiras de produção de hidrogênio a partir de eletrólise, sendo uma

delas a da Energia Pecém, localizada no Porto de Pecém, e outra de Furnas, localizada em Itumbiara.

Conforme mencionado anteriormente, o processo de certificação brasileiro do hidrogênio será realizado considerando as definições prevista na Lei nº 14.948/2024, que criou o SBCH2. As características do SBCH2 são apresentadas a seguir:

- A certificação adotará a intensidade de emissões de GEE relacionada ao hidrogênio produzido no território nacional como atributo, com base na análise do ciclo de vida, e deverá resguardar a integralidade ambiental e assegurar a inexistência de dupla contagem.
- O certificado será emitido para informar a intensidade de emissões relativas à cadeia do produto hidrogênio.
- O sistema de certificação será de adesão voluntária pelos produtores de hidrogênio ou seus derivados produzidos no território nacional e poderá ser utilizado para fins de reporte e de divulgação.
- As regras de governança estabelecidas no SBCH2 serão de cumprimento obrigatório para todos os agentes econômicos da cadeia de valor de hidrogênio que desejarem emitir certificação para o hidrogênio ou seus derivados produzidos no território nacional.

Ademais, o SBCH2 terá a seguinte estrutura: autoridade competente, responsável por estabelecer as diretrizes de políticas públicas relacionadas à certificação do hidrogênio no território nacional; autoridade reguladora, responsável por supervisionar o SBCH2; empresa certificadora, instituição privada responsável pela emissão do certificado de hidrogênio; instituição acreditadora, responsável pelo credenciamento das empresas certificadoras ao processo de certificação do hidrogênio; gestora de registros, responsável pela gestão da base de dados nacional de registros de certificados de hidrogênio e pelo registro, pela guarda, pela contabilização e pela disponibilização das informações dos certificados emitidos para fins de auditoria; produtor; e comprador.

A autoridade reguladora deverá prever mecanismos de interoperabilidade e de harmonização com padrões internacionais de certificação de hidrogênio e poderá estabelecer regras para reconhecimento de certificado para o hidrogênio e seus derivados importados.

Destaca-se que os sistemas com regimes de certificação voluntários e nacionais podem solicitar reconhecimento da Comissão Europeia, de acordo com o alinhamento à Diretiva de Energias Renováveis, embora isto não seja um pré-requisito para a certificação. Caso o foco seja o mercado europeu de hidrogênio e derivados, a certificação precisará atender aos critérios da

RED II, da RED III e de seus Regulamentos Delegados (UE) 2023/1184 e (UE) 2023/1185, bem como da Diretiva (UE) 2024/1788, que trata de regras comuns para os mercados internos de gás renovável, gás natural e hidrogênio, da Regulação (UE) 2023/1805 do FuelEU Maritime e da Regulação (UE) 2023/2405 do ReFuelEU Aviation. Por fim, através da RED II, a Comissão Europeia adota os critérios que considera os requisitos mínimos para o fornecimento e a compra de um RFNBO, conforme descritos no Box 3.1.

Box 3.1

Os produtores de RFNBO devem produzir energia renovável ou possuir PPAs com produtores de energia elétrica renovável, certificada através de garantias de origem GOs, certificados negociados no mercado de Certificados de Energia Renovável (RECs). A Diretiva inclui dois regulamentos delegados, o Regulamento Delegado 2023/1184 e o Regulamento Delegado 2023/1185, sendo o primeiro sobre qualificação da energia elétrica que deve atender aos critérios de adicionalidade, temporalidade e correlação geográfica.

Como critério de adicionalidade, para produtores de RFNBO, a energia elétrica renovável utilizada pode ser produzida em suas próprias instalações ou adquirida por meio de um ou mais PPAs. Os PPAs devem ser acordados através de GOs, certificados negociados no mercado de RECs. Um certificado GO corresponde a 1 MWh de geração de energia renovável. Além disso, dois outros critérios devem ser atendidos: i) a geradora de energia elétrica renovável deve ter entrado em operação em menos de 36 meses antes da produção do RFNBO; e ii) a geradora de energia elétrica renovável não ter recebido apoio financeiro ou investimento, com algumas exceções.

Os critérios de temporalidade e correlação geográfica garantem que o hidrogênio seja produzido quando e onde a energia elétrica renovável estiver disponível. Assim, a temporalidade é cumprida se o RFNBO for produzido durante o mesmo mês que a energia elétrica renovável for gerada. Este requisito inclui um período de carência aplicável até 31 de dezembro de 2029, após o qual o requisito será reduzido de um mês para uma hora. Além disso, a temporalidade também é respeitada se o RFNBO for produzido em um período de uma hora em uma zona de licitação em que o preço da energia foi maior ou igual a € 20 por MWh ou menor que 0,36 vezes o preço da licença de emissão do ETS.

No que diz respeito à correlação geográfica, o ato delegado prevê que a geradora de energia elétrica renovável, através de PPAs, esteja localizada na mesma zona de licitação do eletrolisador. Caso esteja em uma zona interconectada, há a exigência de que os preços da energia elétrica sejam iguais ou superiores aos da zona de licitação onde o RFNBO é produzido. Onde zonas de licitação não existem ou não condizem com o mercado em vigor, é responsabilidade dos certificadores avaliar se a estrutura da rede elétrica no país produtor é uma rede integrada ou consiste em múltiplas redes separadas. Por fim, existe ainda a opção de gerar energia a partir de geração em uma zona de licitação offshore interconectada com a zona de licitação do eletrolisador.

O Regulamento Delegado está sujeito a uma revisão em julho de 2028.

Regulamentação Técnica para Mistura de H₂V e Gás Natural

O PNH2 considera como uma das suas diretrizes o “*aproveitamento de infraestruturas existentes, como elemento de transição competitiva, para uma economia de hidrogênio – por exemplo, através de misturas de hidrogênio na rede dutoviária de gás natural, em níveis regulamentados e sem comprometimento da infraestrutura existente*”. Essa questão está prevista no PL nº 725/2022, analisado anteriormente.

Observa-se que o desenvolvimento de uma rede dedicada ao H₂ é uma opção com CAPEX mais alto e menos competitiva para o transporte do energético. Como consequência da descarbonização, a infraestrutura de gás já existente pode se tornar ociosa, aumentando os custos operacionais e de manutenção para os consumidores que não migrarem para o H₂. Assim, a conversão ou adaptação da infraestrutura existente de gás para o H₂ é uma opção menos custosa, já que aproveita investimentos já realizados/amortizados.

Experimentos indicam que misturas em concentrações relativamente baixas são viáveis do ponto de vista técnico e operacional. No caso de misturas de mais de 20%, contudo, há uma maior possibilidade do H₂ permear os tubos, aumentando o risco de ignição de gás fora do gasoduto. Além disso, as misturas exigirão compressores adicionais (maior gasto de energia).

Nota-se que a mistura de frações de H₂ com gás natural nos gasodutos existentes possibilita o aproveitamento da infraestrutura já implementada, o que representa um menor volume de investimentos em *retrofit* da rede de gasodutos e mitiga impactos negativos de preço ao consumidor final (indústrias e residências). Nesse sentido, a regulamentação técnica de misturas de H₂ em baixas proporções e gás natural pode oferecer uma rápida difusão do H₂ no mercado e uma maior facilidade de transporte do gás, conectando eficientemente a oferta e a demanda. No entanto, em um primeiro momento, encarece o valor do energético para o consumidor final, tanto devido aos preços mais altos do H₂BC em relação ao gás natural quanto pela diminuição da quantidade de energia transportada nas mesmas condições de compressão, além de eventualmente demandar adaptações nas instalações consumidoras.

Dessa forma, a conversão de dutos de gás natural para transportar uma mistura exige estudos detalhados dos aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. Por isso, diversos países, apesar de desenvolverem projetos neste sentido, ainda mantêm uma regulação conservadora, com limites baixos. Questões econômicas permeiam também a responsabilidade dos custos relacionados à infraestrutura, visto que envolvem transportadores e distribuidores.

No Brasil, a atividade de transporte de gás natural é um monopólio natural e a ANP é responsável por sua regulação. Também cabe à ANP estabelecer a metodologia de cálculo de verificação da redução de emissões associadas à utilização do biometano, segundo a Lei nº 14.993/2024. A mesma Lei prevê que cabe ao CNPE realizar a análise de impacto regulatório, observando o impacto do preço do gás natural e do biometano na competitividade da indústria nacional. Por outro lado, as tarifas de operação e manutenção das instalações são estabelecidas pelo órgão regulador estadual, que têm permitido a inserção mediante o cumprimento dos mesmos requisitos de qualidade do gás natural, segundo a ABNT NBR 16837-1:2020. A descarbonização da rede de gás, por sua vez, tem sido tratada separadamente quanto ao biometano e ao hidrogênio.

Particularmente, o Conselho Europeu, através da revisão do *Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package*, adotou uma estrutura regulatória com o propósito de descarbonizar a rede e inserir uma parcela crescente de gases renováveis e de baixo carbono com várias origens e propriedades, desde que obedeça ao objetivo de reduzir 70% das emissões.

É preciso, portanto, discutir qualidade, além da tolerância e sensibilidade da própria infraestrutura de gás, bem como avaliar o impacto no consumidor final. Assim, a mistura de H₂ e gás natural exige a realização de estudos detalhados dos aspectos técnicos, econômicos e regulatórios por um órgão responsável e articulador com as redes estaduais, bem como a regulação e o monitoramento pela ANP.

Precificação de Carbono

A diferença dos custos entre o H₂ fóssil e eletrolítico é um dos maiores desafios para a implementação em larga escala de um mercado de H₂BC. Por outro lado, a implementação de um mercado de carbono pode contribuir para equiparar as diferenças de custos, acelerando novos investimentos em projetos de H₂BC e, consequentemente, ampliando os ganhos de escala.

Um instrumento importante seria combinar a arrecadação de fundos provenientes dos setores emissores de CO₂ com o financiamento de novos empreendimentos em tecnologias de baixo carbono, como o H₂BC, ou garantir mecanismos de equalização de preços, como leilões com subsídios a partir desses recursos.

Mundialmente, as políticas de precificação permeiam dois instrumentos, a precificação devido à tributação sobre carbono (*carbon tax*), aplicada

diretamente às emissões de GEE, com um cunho regulatório, e o sistema de comércio de emissões, com um cunho econômico.

O mercado de carbono brasileiro é voluntário, mas tem sido idealizado com base no modelo que é discutido mundialmente. Um dos grandes desafios é estabelecer os setores a serem cobertos por esse mecanismo. O mercado voluntário atual é formado por atores não estatais, corporações, instituições e indivíduos, objetivando reduzir suas emissões de GEE e receber benefícios associados a fundos climáticos.

A regulamentação do mercado de carbono foi estabelecida na Lei nº 15.042/2024, sancionada em dezembro de 2024. As questões relacionadas a este tema estão descritas no Box 3.2.

Box 3.2

Monetização de resultados climáticos: *RBCF (Financiamento do clima baseado em resultados), VCM (Mercado de carbono voluntário) e ETS – Mercado Regulado (Emissions Trade System).*

RBCF: *só é monetizado após o projeto performar.*

ETS: *alcança setores específicos; mercado regulado por entidade governamental, por legislação própria, caracterizado pela venda dos créditos de carbono entre um agente que os detém por ter reduzido sua emissão de CO₂ e um outro que precisa diminuir suas emissões, pois não atingiu suas metas; cada crédito de carbono representa a redução de emissões equivalente a 1 tCO_{2e}.*

VCM: *não são regulados pelo Estado; exigem um processo de certificação por uma empresa certificadora, segundo suas normas; a certificadora analisa as informações, registra o processo em seu sistema de gerenciamento de dados, audita as emissões e emite os créditos de carbono; a demanda é originada por diferentes compradores, com objetivos próprios, e os créditos de carbono podem ser negociados por entidades do setor privado.*

Sistema Cap and Trade: *o poder público estabelece limites de emissões para as instalações de setores específicos, a serem revisados e reduzidos ao longo do tempo – um ano (caps). Esses limites são definidos em volumes de emissões por tonelada de produto produzido e são impostos a todas as instalações dos setores escolhidos. Esses fatores são aplicados ao nível de produção médio histórico de cada instalação. Com base nesse volume de emissões, são emitidas permissões equivalentes. Caso um emissor não utilize todas as suas permissões em um ano, estas podem ser vendidas a outro emissor que tenha excedido o seu limite, gerando um comércio entre os participantes do sistema. As empresas devem ter, ao fim do ano, uma quantidade de permissões que cubra suas emissões, caso contrário estão sujeitas à multa e são obrigadas a comprar as permissões necessárias para cobrir o déficit. Nesse sistema, empresas com níveis de emissões acima da meta estabelecida podem continuar a operar, a um custo maior, e empresas que reduzirem suas emissões poderão vender seus créditos de carbono. Assim, a redução ou o aumento das emissões impacta positiva ou negativamente o caixa da empresa.*

Capacitação de Recursos Humanos

A capacitação de recursos humanos no Brasil emerge como um ponto relevante para garantir a qualificação da mão-de-obra necessária para atender a demanda da indústria nascente de H₂BC. As ações na área são amplas e incluem: i) capacitação técnica e profissional; ii) criação de disciplinas e unidades curriculares; iii) produção de patentes, livros e publicações científicas; iv) capacitação no setor público; e v) promoção de intercâmbio entre o setor público, o setor privado e a Academia no âmbito nacional e internacional.

Ressalta-se, assim, a importância da colaboração entre setores para apoiar a capacitação no âmbito da economia do H₂BC. Deve-se buscar uma força de trabalho preparada, propondo soluções como cursos e programas de engajamento da indústria. Nesse sentido, são previstos mecanismos e ações por institucionalidades diversas, como o PNH2 e o H2Brasil.

O PNH2 inclui ações para o desenvolvimento da capacitação em todas as etapas da cadeia produtiva do H₂, desde sua produção até seu uso final, por meio da criação de programas de formação técnica e profissional em parceria com instituições de ensino. Além disso, o Plano prevê o estímulo à pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias e à promoção de investimentos em infraestrutura, com os objetivos de aumentar a eficiência e a competitividade do setor de hidrogênio no país (BRASIL, 2021).

A Câmara Temática PNH2 destinada à Capacitação de Recursos Humanos possui autonomia para promover discussões com diversos atores da cadeia de valor do hidrogênio, como empresas, potenciais consumidores e investidores, consultores de energia, advogados, Academia e organizações da sociedade civil, não se restringindo ao nível governamental.

No que diz respeito ao H2Brasil, um dos seus eixos de trabalho envolve a capacitação e recursos humanos, que atua para reforçar e preparar as capacidades humanas e técnicas dos atores brasileiros de educação profissional e do ensino superior no campo do H₂V/power-to-X (PtX), visando apoiar o crescimento do mercado interno brasileiro, sempre com foco na inclusão de jovens e mulheres (H2VERDE BRASIL, 2024).

Especificamente o H2Brasil foi implementado para fortalecer a educação profissional do Brasil e deu origem ao Centro de Excelência em Formação Profissional para Hidrogênio Verde no SENAI do Rio Grande do Norte. Além disso, através do Programa, foram inaugurados seis laboratórios de hidrogênio: Laboratório de Hidrogênio e Máquinas Térmicas na Universidade Federal do Ceará (UFC) (UFC, 2023), Laboratório de Hidrogênio Verde e Combustíveis Avançados (H2CA) do Instituto SENAI de Inovação em Energias

Renováveis (ISI-ER), Centro de Hidrogênio Verde na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Laboratório de Energia Solar e Hidrogênio Verde na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Planta Piloto de Hidrogênio Verde no Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) e Laboratório GO H2 na Universidade Federal de Goiás (UFG).

Leilões de Hidrogênio

União Europeia – Produção Interna

Para incentivar a criação do mercado doméstico de hidrogênio da UE, a Comissão Europeia implantou, por meio do EHB, um sistema de leilões, que tem como objetivos fundamentais: i) interligar a oferta e a procura interna de hidrogênio renovável na UE; ii) atenuar a diferença de custos entre o hidrogênio renovável e o hidrogênio fóssil na UE, com a maior eficácia possível; e iii) possibilitar a determinação de preços e a formação do mercado de hidrogênio na UE, a partir de licitação competitiva, com uma estrutura simples e transparente, para revelar os custos privados e criar níveis de preços comparáveis e relevantes que possam apoiar o lançamento do mercado europeu do hidrogênio.

O *funding* será provido pelo Fundo de Inovação, que é um dos maiores programas do mundo para a demonstração de tecnologias inovadoras de baixo carbono, financiado majoritariamente pelas receitas dos leilões de licenças de emissão do Sistema de Comércio de Emissões da UE. Esse mecanismo concederá uma subvenção aos produtores de hidrogênio, sob a forma de um prêmio fixo por kg de hidrogênio produzido, durante um período máximo de atividade e desembolso de 10 anos. A redução da diferença de custos e o aumento da estabilidade das receitas serão traduzidos em um reforço da capacidade de financiamento dos projetos e em uma diminuição dos custos financeiros. Os pagamentos serão baseados nos resultados, ou seja, após a entrega de volumes de hidrogênio renovável certificado e verificado.

Não haverá leilão de compra de hidrogênio, mas pelo menos 60% dos volumes de produção de hidrogênio durante o período de implementação do projeto devem ser apresentados via MoU, *Letter of Intention* (LoI) ou outras formas de termos pré-contratuais assinados com o(s) comprador(es). Ademais, as seguintes questões são exigidas:

- O hidrogênio deve ser produzido por nova capacidade de produção e classificado apenas por preço.

- Antes da assinatura do acordo de subvenção, será realizada uma verificação de capacidade financeira adicional para garantir que os candidatos tenham recursos estáveis e suficientes para implementar os projetos e contribuir com sua parte com sucesso.
- Serão contemplados projetos de pelo menos 5 MW de eletrolisadores, sendo o eletrolisador instalado em um só local (no virtual *poolings*).
- Todos os beneficiários deverão ser validados e precisam fornecer uma certificação de que o volume total de hidrogênio produzido pela capacidade apoiada atinge pelo menos 70% de redução de emissões de GEE.
- Deverão ser apresentadas estratégias de compra de eletrolisadores, de obtenção de licenças ambientais, de conexão à rede elétrica e de maturidade tecnológica, financeira e operacional.
- Não há restrição a *offtakers* e nem limitação geográfica sobre a origem dos membros do consórcio.
- A estratégia de *offtakers* deve demonstrar que o projeto tem um plano crível e tomou medidas pré-contratuais iniciais para garantir a compra dos volumes produzidos de hidrogênio conforme indicado na proposta.
- O tempo máximo para entrada em operação é de cinco anos.

A Comissão Europeia lançou, em 2023, o primeiro leilão com um montante inicial de € 800 milhões em subvenções. As propostas foram submetidas até 8 de fevereiro de 2024 e baseadas em um prêmio de preço proposto por kg de hidrogênio renovável produzido, até um limite máximo de € 4,5/kg. O leilão recebeu 132 lances de 17 países. No total, sete projetos foram selecionados para receber subsídios, com um preço de compensação de € 0,48/kg de RFNBO e um total de € 720 milhões em suporte solicitado. Nota-se que o leilão já permitiu que os Estados-membros da UE adotassem o modelo de “Leilões como Serviço”, que também será utilizado no Leilão IF24, segundo leilão para produção de hidrogênio renovável. Esse mecanismo possibilita que os países da Área Econômica Europeia (AEE) utilizem seus próprios recursos para financiar projetos locais ou fornecedores de hidrogênio em seus territórios. Para isso, os países da AEE aproveitam o leilão organizado pela União Europeia por meio do Fundo de Inovação, garantindo a seleção dos projetos mais competitivos. A Alemanha participou do “Leilões como Serviço” com um orçamento de € 350 milhões.

Em 27 de setembro de 2024, a Comissão Europeia publicou os Termos e Condições finais para o Leilão IF24, por meio do Fundo de Inovação. O leilão foi aberto em 3 de dezembro de 2024 e concederá até € 1,2 bilhão em suporte

aos produtores de hidrogênio renovável localizados na AEE. A Comissão Europeia também garantirá que o suporte seja fornecido para processos seguros de produção na Europa, por meio de requisitos adequados de segurança e segurança cibernética.

Importação de Hidrogênio – Fundo H2Global

Criado em 2021, o Fundo H2Global é uma iniciativa do governo alemão, realizada por meio do *German Ministry for Economic Affairs and Climate Action* (BMWK). Seus objetivos são ampliar a oferta de H₂V na comunidade europeia, bem como fomentar a indústria global desta molécula, fazendo uso de fontes renováveis de energia, sem emissão de GEE. A *Hydrogen Intermediary Network Company* (HINTCO), criada pelo Fundo H2Global, atua como uma *trader*, estabelecendo, por um lado, contratos de compra de 10 anos na forma de *Hydrogen Power Agreement* (HPA) e, por outro lado, contratos de curto prazo (um ano), como o *Hydrogen Supply Agreement* (HSA).

O incentivo dado em modelo concorrencial busca revelar aqueles empreendedores/países mais competitivos para o mercado de importação da UE (mínimo valor de compra) e aqueles consumidores mais dispostos a pagar o *premium* verde (máximo valor de venda). O HPA, por sua vez, possibilita que os desenvolvedores de projeto de H₂V forneçam garantias de compra do produto aos seus financiadores, promovendo, assim, um grande diferencial a partir da redução do risco da demanda e o acesso ao financiamento em condições mais favoráveis.

No final do ano de 2022, a Alemanha lançou o primeiro leilão da política H2Global para contratos de longo prazo de fornecimento de H₂V na forma de derivados, sendo eles amônia, metanol e querosene de aviação, cuja qualidade será determinada através de especificações técnicas e aspectos adicionais, como: i) critérios de sustentabilidade relacionados à geração de energia elétrica para a produção de hidrogênio; ii) evidências da redução de emissões de GEE; e iii) certificação dos produtos desenvolvidos. O ponto de entrega dos produtos será um terminal portuário localizado na Bélgica, na Holanda ou na Alemanha e o período de entrega é entre 2024 e 2033.

De início, a HINTCO contou com um fundo de € 900 milhões fornecidos pelo governo alemão para o somatório de gastos com os três produtos ao longo de 10 anos. Os preços de compra são definidos pelo preço do produto, somado aos custos com transporte, logística, impostos ou taxas. O edital define como preço teto para amônia € 1.282/tonelada, considerando € 952/tonelada o valor médio somado a 35% de *mark up* (diferença entre o custo

do produto e seu preço de venda). Os preços ofertados não poderão superar o preço-teto e caberá aos consórcios apresentarem, ano a ano, os montantes ofertados e os preços.

Como resultado, a Europa garantiu um suprimento significativo de amônia com um potencial de 19.500 toneladas, em 2027, sujeito à data de início da produção e disponibilidade de suprimento, e aumentando até um total de 397.000 toneladas cumulativamente, até 2033. O Lote 1 recebeu interesse de mais de 65 países e atraiu lances de 22 empresas/consórcios de cinco continentes. Os Lotes 2 e 3 cobriram metanol renovável e combustível de aviação e-sustentável (eSAF), respectivamente, com o último terminando sem um contrato sendo concedido. Deste modo, os fundos do eSAF serão alocados para o Lote 2, em andamento para o metanol renovável.

Em 2023, a Alemanha concordou em vincular a Fundação H2Global ao EHB, abrindo o modelo de financiamento para todos os Estados-membros da UE. Assim, ambos desenvolverão em conjunto um leilão europeu direcionado a importações internacionais de hidrogênio, para apoiar a meta não vinculativa da Comissão Europeia de importar 10 milhões de toneladas de hidrogênio renovável, até 2030, conforme previsto em seu Plano REPowerEU.

Em suma, a partir do H2Global, se buscou uma abordagem de incentivo ao consumo do energético e de seus produtos, os quais são garantidos de forma barata e vendidos na UE a taxas de mercado. Diante disso, esse mecanismo possibilita a garantia do abastecimento ao consumidor, a redução do risco de demanda ao produtor, uma maior segurança para futuros investimentos e, assim, uma maior aceleração de ganhos de escala industrial e redução de custos.

Para as companhias sediadas no Brasil, esse tipo de iniciativa marca uma oportunidade relevante para o seu posicionamento estratégico frente ao avanço das demais empresas interessadas na atuação como produtoras de H₂V. Tal posicionamento implica em diferenciais no que diz respeito à concorrência do leilão, como a experiência na produção de hidrogênio, no fornecimento ou na geração de eletricidade renovável, a construção e/ou operação de plantas de H₂ ou derivados, o transporte de substâncias perigosas, e a avaliação de uso da água e de demais impactos socioambientais.

Assim, a participação nesse processo fornece maior competência e experiências em questões operacionais, de logística, de desenvolvimento, de infraestrutura, de certificação, de estruturação de financiamento, de licenciamento ambiental e de estabelecimento de parcerias estratégicas para a implantação de projetos em grandes escalas e com preços competitivos. Vale ressaltar a importância de parcerias com outras empresas ou instituições de

pesquisa nacionais e internacionais para a formação de consórcios e colaboração no desenvolvimento de projetos de H₂V. Essas parcerias se tornam especialmente relevantes para a solução de desafios de viabilidade técnico-econômica associados à produção à implementação e ao acompanhamento dessa produção em maiores escalas e para fins de exportação no âmbito desses leilões. Além disso, as parcerias impulsionam a construção do ecossistema de inovação e desenvolvimento de *hubs* portuários, a exemplo de Pecém (CE) e Suape (PE) e de *clusters* industriais, como em Camaçari (BA).

Leilões Simplificados: Uma Tendência em Diferentes Países e Regiões

Diferentes Estados-membros da UE lançaram, separadamente, regimes para financiar a produção de hidrogênio e seus derivados, incluindo o Estímulo à Produção de Energia Sustentável (SDE) nos Países Baixos e o regime PtX na Dinamarca. No entanto, os instrumentos voltados para o apoio apenas pelo lado da oferta precisam ser complementados por programas que mitiguem os desafios enfrentados pelo mercado de hidrogênio, como verificado na Alemanha e na Áustria. O financiamento atual para impulsionar o mercado do hidrogênio ao abrigo de regimes de leilões está indicado no Quadro 3.4 e alcança aproximadamente € 100 bilhões (não exclusivos para o hidrogênio) (HYDROGEN EUROPE, 2023).

Quadro 3.4. Visão geral dos mecanismos de criação de mercado e leilões nos Estados-membros da UE.

Tópico	Alemanha	Alemanha	Países Baixos	França	Dinamarca	Áustria
Nome	Contratos de Proteção Climática	H2Global (primeira chamada)	SDE++	Produção de hidrogênio descarbonizado para a indústria	Produção PtX	Descarbonização da indústria
Foco	Demanda	Oferta e demanda	Oferta	Oferta	Oferta	Demanda
Escopo	Hidrogênio para a descarbonização de atividades industriais cobertas pelo ETS	Amônia, metanol e e-querosene renovável produzidos fora da UE	Produção e aquecimento de baixo carbono, eletricidade e gases renováveis	Produção de hidrogênio renovável e de baixo carbono para indústria e mobilidade	Produção de hidrogênio renovável e combustíveis verdes	Hidrogênio para a descarbonização de atividades industriais cobertas pelo ETS
Orçamento (€)	50 bilhões	4.5 bilhões no total 900 milhões (2023)	38 bilhões no total 13 bilhões (2022) 8 bilhões (2023)	4.2 bilhões	167 milhões	2.97 bilhões
Processo de seleção	Leilão competitivo	Leilão duplo competitivo	Primeiro a chegar primeiro a servir mediante elegibilidade	Leilão competitivo	Leilão competitivo	Leilão competitivo
Instrumento	CfD	CfD	CfD	CfD	<i>Premium</i> fixado	CfD
Duração (anos)	15	10	12 a 15	15	10	10

Fonte: Adaptado e traduzido de *Hydrogen Europe* (2023).

Cooperação Internacional

A colaboração entre países e organizações internacionais possibilita o compartilhamento de recursos e conhecimentos fundamentais para o avanço do uso do hidrogênio. A cooperação internacional é o foco do Eixo 6 do PNH2, que tem como objetivo aprofundar o diálogo e a cooperação internacional com governos, organismos e agências especializadas (MME, 2021). Como resultado, o Brasil tem atuado em importantes fóruns sobre hidrogênio, como o *Hydrogen Initiative*, a *Clean Energy Marine Hubs* e o *International Hydrogen Trade Forum* (IHTF), todos sob o marco da *Clean Energy Ministerial* (CEM). O Brasil também faz parte da IPHE.

A *Clean Energy Ministerial Hydrogen Initiative* (CEM H2I) conta com a participação de 22 entidades governamentais e diversos parceiros privados e organizações. A iniciativa é uma ação voluntária que busca impulsionar a colaboração internacional em políticas, programas e projetos com os objetivos de abordar obstáculos e identificar oportunidades para o hidrogênio e suas tecnologias.

O IHTF também surge como um importante marco para o estabelecimento de um mercado internacional de H₂. A iniciativa possui a participação de diversos países, incluindo Austrália, Brasil, Canadá, Chile, Alemanha, Japão, Arábia Saudita, Coreia do Sul e Holanda. O objetivo principal é estabelecer uma plataforma para promover o diálogo entre um amplo grupo de governos sobre o mercado internacional de hidrogênio. Outras iniciativas e acordos de cooperação internacional podem ser consultados no Quadro 3.5.

Quadro 3.5. Iniciativas e acordos de cooperação internacional.

País	Instituições	Iniciativa	Início	Objetivo da cooperação	Referência
Alemanha	Câmaras Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro e de São Paulo	Aliança Brasil-Alemanha para o Hidrogênio Verde	2022	Promover parcerias e oportunidades de negócios entre empresas e instituições brasileiras e alemãs.	
	GIZ e MME	H2Brasil	2021	Apoiar a expansão do mercado de H ₂ V e produtos derivados no Brasil (PtX).	
Reino Unido	<i>MME e Department for Business, Energy and Industrial Strategy of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland</i>	-	2020	Estabelecer temas da agenda bilateral no setor de energia, com ênfase em biocombustíveis, hidrogênio e energia eólica <i>offshore</i> .	MME (2020)
	Porto de Suape e Governo do Reino Unido	TechHub – Porto de Suape	2023	Acelerar o desenvolvimento do <i>hub</i> de hidrogênio no Porto de Suape, em Pernambuco.	Suape (2023)
	MME e o Department of Energy Security and Net Zero	<i>Hub</i> de Hidrogênio Brasil-Reino Unido	2023	Estabelecer uma plataforma multilateral e coliderada para o desenvolvimento de hidrogênio por meio de uma oferta internacional coordenada, holística e direcionada.	MME (2023a); UK Government (2023)
EUA	MME e DOE	Fórum de Energia Brasil-EUA (USBEF)	2023	Cooperar em áreas de energia limpa, como H ₂ BC e combustíveis sustentáveis de aviação, em conjunto com o setor privado, incluindo questões técnicas, regulamentares e políticas de interesse mútuo, bem como abordando barreiras críticas ao comércio e investimento bilateral em energia.	EPBR (2023); US Embassy & Consulates in Brazil (2023); OIA (2022).
União Europeia	Governo do Piauí e UE	-	2023	Investir € 2 bilhões, provenientes do Global Gateway da UE, para apoiar a produção do hidrogênio verde no Brasil e desenvolver o projeto da Green Energy Park no Piauí.	Chiapinni (2023); EC (2023)
Países Baixos	Porto de Pecém e Porto de Roterdã	Corredor de H ₂ V	2023	Impulsionar a produção e a exportação de hidrogênio e construir um Corredor de Hidrogênio Verde entre o Porto de Pecém e o Porto de Roterdã.	Governo do Ceará (2023); Falcão (2023)

País	Instituições	Iniciativa	Início	Objetivo da cooperação	Referência
-	World Bank Group e diversas outras instituições globais	Hydrogen for Development Partnership (H4D)	2022	Apoiar o desenvolvimento do H ₂ BC em países em desenvolvimento e catalisar o financiamento de fontes públicas e privadas.	World Bank Group (2022); ESMAP (2022)
-	World Bank Group e Porto de Pecém	Hub de Hidrogênio Verde	2023	Fornecer um financiamento de US\$ 40 milhões para a construção de um berço de atracação específico para o H ₂ V no Porto de Pecém.	Mesquita, Coelho e Bezerra (2023)
-	Banco de Investimento Europeu (BEI) e BNDES	-	2025	Reforçar o apoio ao investimento em energia limpa e discutir a criação de uma linha de crédito de no máximo € 300 milhões para financiar projetos de ação climática.	EIB (2023)
Estônia	Vale do Hidrogênio Verde na Estônia e o Governo do Piauí	Projeto da Green Energy Park	2023	Trocar experiências e projetos para impulsionar o H ₂ V no Piauí.	Silva (2023)
Arábia Saudita	Governo do Brasil e Governo da Arábia Saudita	Fundo Soberano da Arábia Saudita	2023	Aplicar um investimento de US\$ 10 bilhões para apoiar projetos nas áreas de energia limpa, H ₂ V, defesa, ciência e tecnologia, agricultura e investimentos em infraestrutura vinculados ao Programa de Aceleração do Novo Crescimento (Novo PAC) do governo brasileiro.	Planalto (2023)
Vários países*	CEM H2I	CEM Hydrogen Initiative	2019	Abordar barreiras e identificar oportunidades para o hidrogênio na transformação global para um setor de energia limpa, acessível e confiável.	Clean Energy Ministerial (2019)
Brasil, China, Rússia, Índia e África do Sul	BRICS	BRICS @ 15: Cooperação Intra-BRICS para Continuidade, Consolidação e Consenso	2021-2024	Desenvolver o Plano de Ação do BRICS sobre Cooperação em Inovação e Plano de Ação para Cooperação Agrícola.	MCTI (2021)

Fonte: Elaboração própria.

*Austrália, Áustria, Brasil, Canadá, Chile, China, Costa Rica, Finlândia, Alemanha, Índia, Itália, Japão, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Portugal, Arábia Saudita, África do Sul, Coreia do Sul, Reino Unido e Estados Unidos.

Estrutura de Financiamento para Projetos de Hidrogênio de Baixo Carbono

*Adely Branquinho
Ana Carolina Chaves
Igor Julião
Kalyne Brito
Luiza Masseno
Sayonara Eliziário
Thereza Aquino
Vinicius José Braz*

Contextualização

O H₂BC apresenta peculiaridades e riscos para os investidores, desafiando os modelos tradicionais de financiamento de projetos devido à sua tecnologia e infraestrutura em evolução. Além disso, o H₂BC abrange uma vasta cadeia de valor, integrando duas grandes linhas de negócio com desafios e perfis de risco distintos: i) a fabricação de equipamentos a montante e a jusante; e ii) a produção de hidrogênio e infraestruturas para suas utilizações finais, tais como locais de compressão, armazenamento e produção de derivados para facilitar o seu transporte.

A atração com sucesso do investimento privado para alavancar o H₂BC requer instrumentos financeiros adaptados aos desafios e níveis de risco dos ativos financiados em toda a cadeia de valor. O exemplo recente da implantação de energias renováveis (como eólica e solar) oferece uma boa ilustração do papel desencadeador que os financiamentos público e privado desempenham na formação de uma indústria que era, inicialmente, imatura tecnologicamente e de maior custo, mas que recebeu apoio nos âmbitos internacional e nacional para se desenvolver.

As intervenções públicas através de políticas fiscais, incluindo subsídios diretos, se mostram como uma possibilidade para tornar os projetos de H₂BC financiáveis e apoiar a sua implementação comercial. A título de exemplo da experiência internacional, os EUA, através do IRA, oferecem um subsídio à produção de até US\$ 3/kgH₂ a fim de promover o mercado de H₂BC e as suas indústrias a jusante (DOE, 2022).

No Brasil, o financiamento público direto de projetos (*grants*), como os recursos de PD&I da ANEEL ou da ANP, o cofinanciamento e os empréstimos apoiados pelo poder público e bancos de fomento são mecanismos estabelecidos e que reduzem os encargos financeiros para projetos industriais, sendo um mecanismo auxiliar quando a política de criação de demanda por si só é insuficiente para torná-las financiáveis. Esses instrumentos são normalmente introduzidos no início dos esforços de implantação de uma nova indústria, ajudando-as e minimizando o impacto nos orçamentos governamentais (EIB, 2021).

Destaca-se que a transição para a indústria de H₂BC necessita de um financiamento a longo prazo e a custo competitivo, capaz de atrair investidores. O financiamento misto, que combina fundos públicos e privados, é uma modalidade importante para reforçar investimentos para uma nova indústria, que pode ter dificuldade de os realizar em condições estritamente de financiamento via bancos comerciais.

Outros instrumentos, como a participação de subvenções, permitem que os capitalistas de risco, os fundos e os bancos desempenhem um papel importante, investindo em tecnologias em fase inicial com elevado potencial de crescimento. A fim de garantir o financiamento através de um modelo usual para projetos de energia, os projetos de H₂BC devem demonstrar viabilidade construtiva e comercial. Para tal, esses projetos necessitam de mecanismos para garantir a fase de implantação e de um fluxo de receitas seguro proveniente de contratos de compra do H₂BC a longo prazo, apoiados por um pacote de garantias que pode incluir ativos, fiança bancária ou garantias de fabricantes suportadas por seguros, dentre outras. Essas exigências, contudo, podem ser onerosas para os projetos pioneiros. Pelo lado da demanda, importa destacar os financiamentos necessários para os *offtakers* viabilizarem os investimentos em adaptações ou novas instalações para o consumo do H₂BC.

Considerando que se trata de um novo segmento, há interesse dos países, de um modo geral, em capturar possíveis ganhos em todas as frentes do desenvolvimento da cadeia de valor do H₂BC, como capacitação de mão-de-obra, desenvolvimento tecnológico, fabricação local de equipamentos e

agregação de valor aos produtos baseados nas novas tecnologias para exportação. Dessa forma, os mecanismos de fomento praticados pelo poder público incluem contrapartidas, como percentuais de investimento em PD&I, fabricação de equipamentos no Brasil e atuação no desenvolvimento social e ambiental, entre outros.

À medida que os mecanismos de financiamento de H₂BC amadurecerem juntamente com a tecnologia, a escala e a viabilidade comercial, os investidores institucionais e os bancos comerciais irão se envolver cada vez mais. Eventualmente, isto permitirá o financiamento com base na qualidade de crédito dos ativos, com instrumentos de dívida sênior garantidos para financiar a produção e ecossistemas centrados no hidrogênio, bem como financiamentos para equipamentos movidos a hidrogênio (PAVLOCIC, 2021).

Financiamento e Fatores de Risco

O H₂BC tem um custo elevado se comparado ao hidrogênio de origem fóssil. O custo do hidrogênio produzido pela eletrólise com energia eólica ou solar é de US\$ 4 a US\$ 5/kgH₂ em locais onde as energias renováveis apresentam custo mais competitivo. Esse valor representa de duas a três vezes mais do que o custo do hidrogênio fóssil com ou sem sistema de captura e armazenamento de carbono (GIELEN *et al.*, 2023). No entanto, com as perspectivas de redução dos custos dos eletrolisadores e da eletricidade renovável, bem como com o desenvolvimento tecnológico de sistemas de captura de carbono, se espera que o custo do H₂BC caia para US\$ 0,70 a US\$ 1,60/kgH₂ até 2050, um preço competitivo com o gás natural e o hidrogênio fóssil (KANE e GIL, 2022).

Países emergentes com ampla disponibilidade de recursos renováveis tendem a ter melhores condições para a produção do H₂BC por eletrólise, porém enfrentam escassez de recursos financeiros e custos de financiamento mais elevados do que os países desenvolvidos. Assim, o acesso a financiamento em condições financeiras competitivas será fundamental para o desenvolvimento de um mercado nacional e internacional de H₂BC e seus derivados.

Destaca-se que alguns setores tradicionalmente poluidores apenas irão atingir as metas de neutralização das emissões de GEE a partir do uso de vetores energéticos líquidos e gasosos de origem não fóssil, como os produtos derivados de H₂BC. Assim, a produção desses produtos está se expandindo mundialmente, especialmente devido à sua diversidade de aplicação. Esses investimentos serão de extrema relevância para viabilizar um mercado de H₂BC e, portanto, é crucial a compreensão de como ocorrerá o financiamento de tais projetos.

Como qualquer empreendimento inovador e complexo, os projetos PtX enfrentam uma série de riscos multifacetados que requerem um gerenciamento cauteloso. Esses riscos podem impactar o fluxo de caixa de um projeto e precisam ser mitigados, alocados e precificados no *Spread* de Risco, que consiste na taxa acrescida ao custo do financiamento em função do risco de um projeto.

Neste sentido, o financiamento dos projetos incorpora uma análise de riscos que envolve a consideração detalhada de incertezas, fontes de risco, consequências, probabilidade, eventos, cenários, mitigadores, controles e sua eficácia, podendo ser realizada com vários graus de detalhamento e complexidade, a depender dos critérios dos financiadores e investidores.

O Quadro 4.1 apresenta, de forma simplificada, as principais categorias de riscos associados a projetos de H₂BC e suas respectivas formas de mitigação.

Quadro 4.1. Síntese dos principais riscos envolvidos na estruturação do financiamento de projetos inovadores de H₂BC.

Riscos	Mitigação
Tecnológico Tecnologias em desenvolvimento e ainda não comprovadas e difundidas em larga escala apresentam riscos de falha técnica, desafios de curva de aprendizagem, custos inesperados, aumento de tempo de implantação e dificuldades de escalabilidade.	Garantia de performance do fornecedor da tecnologia, que deverá estar comprovadamente em patamares usuais de risco e seguros.
Mercado A aceitação e demanda de mercado para o H ₂ BC podem não se consumir no prazo previsto no plano de negócios ou variar ao longo do tempo, afetando a viabilidade econômica dos projetos.	Contratos de compra de longo prazo com cláusula de garantia de compra (<i>take-or-pay</i>).
Construção A implantação de instalações de produção de hidrogênio e infraestrutura associada pode ser suscetível a atrasos, aumento de custos e problemas de qualidade decorrentes de fatores diversos, como baixa performance dos equipamentos críticos, atrasos no fornecimento, fornecimento fora da especificação e insuficiência de performance.	Contratos EPC* (<i>turn-key lump sum</i>) com cláusula estabelecendo a responsabilização do EPCista no contrato de financiamento. Seguros de performance para garantir a entrega da obra nas condições especificadas. Previsão de responsabilização dos fornecedores de equipamentos críticos no contrato de financiamento.
Insuficiência de recursos Os projetos de H ₂ BC requerem investimentos substanciais em termos de capital e recursos humanos. A falta de <i>funding</i> adequado (capital ou dívida) pode atrasar ou até paralisar a implantação do projeto.	Análise de porte e risco dos investidores (grau de risco) e das demais fontes de recursos para o projeto.

Riscos	Mitigação
Suprimento de energia elétrica Aumento nos custos de energia elétrica ou insegurança no seu fornecimento.	Verticalização da produção, com geração própria de energia. Contrato firme de compra de energia limpa certificada pelo prazo do financiamento aprovado pela ANEEL. Análise de risco do fornecedor de energia.
Escassez de água Indisponibilidade, qualidade insuficiente ou aumento do custo da água.	Estudos dos mananciais. Contratos de longo prazo de fornecimento de água. Localização da planta próximo ao mar com instalações de dessalinização. Aprovação do projeto pela ANA.
Ambiental e social	Estudos dos possíveis impactos ambientais e sociais. Aprovação do projeto e licenciamento ambiental pela autoridade competente.
Regulatórios e políticos	Legislação e regulação que deem segurança ao investidor, inclusive no que diz respeito aos mecanismos de certificação e créditos de carbono, importantes para a viabilização do projeto.
Outros riscos Aquisição de terrenos para a implantação do projeto, desapropriações, transporte e armazenagem do hidrogênio e outros a serem levantados, mitigados e alocados entre os participantes do empreendimento.	Mitigados com a sua correta avaliação e alocação.

Fonte: Branquinho et al. (2023).

**Engineering, procurement, and construction.*

O sucesso desses empreendimentos requer uma avaliação abrangente e contínua dos riscos e um sólido plano de gerenciamento para mitigá-los. O envolvimento de todas as partes interessadas, incluindo poder público, indústrias e comunidades locais, é essencial para garantir o progresso bem-sucedido dos projetos.

Vale ressaltar que, como acontece com projetos que envolvem novas tecnologias ou novos mercados, os empreendimentos implantados ou em implantação devem contar com o apoio de políticas públicas para lidar com custos iniciais elevados e incertezas. À medida em que o mercado amadurece e alcança economias de escala, esses fatores tendem a se resolver. Assim, em um primeiro momento, os recursos para investimentos nesses projetos são providos essencialmente pelos fundos públicos, por meio de recursos não exigíveis, e pelos empreendedores. No entanto, após solucionados ou mitigados os riscos, outras modalidades de financiamento, como *project finance*,

poderão ser empregadas de forma difundida, como será analisado na próxima seção.

Instrumentos de Financiamento

A transição energética pode ser caracterizada como o esforço de diversos países para reduzir as fontes emissoras de GEE em suas matrizes energéticas, a fim de atingir os objetivos estabelecidos em acordos internacionais. Todavia, frente ao tamanho do desafio de limitar as emissões globais a níveis aceitáveis, se faz necessário não só o desenvolvimento de novas tecnologias, mas também o *scale-up* de projetos já em andamento. Nesse sentido, diante do alto volume de capital requerido, caracterizado por custos afundados e de longo prazo de maturação, devem ser utilizados instrumentos de financiamento sólidos e eficientes.

Desafios para Financiar a Nova Indústria

A utilização do H_2BC é uma das peças centrais em diferentes cenários de descarbonização, principalmente pela sua aplicação potencial em setores de difícil abatimento de emissões. De acordo com projeções da IEA, o mercado de H_2BC apresenta a expectativa de crescimento de aproximadamente zero, em 2021, para 14 Mt/ano, em 2030, e 125 a 300 Mt/ano, em 2040 (CRAEN, 2023).

Nesse sentido, segundo a *Industrial Analytics Platform* (2023), a adoção global do H_2BC enfrenta necessidades de financiamento, com uma estimativa na ordem de US\$ 700 bilhões, até 2030. Desse total, US\$ 200 bilhões devem ser investimentos em uso final, US\$ 200 bilhões em transmissão e distribuição de energia e US\$ 300 bilhões em produção de hidrogênio, mas apenas investimentos nos montantes de US\$ 55 bilhões, US\$ 35 bilhões e US\$ 150 bilhões, respectivamente, foram já anunciados, (SIEVERNICH e FOKKEER, 2023).

Embora os governos sejam essenciais para fornecer assistência financeira inicial e estabelecer o quadro regulatório, o financiamento do setor privado será indispensável para a expansão dessa indústria nascente. Apesar da disponibilidade de vários instrumentos de financiamento com um histórico comprovado em tecnologia de energias renováveis, são necessários mecanismos de financiamento inovadores para superar as incertezas que rodeiam a demanda por H_2BC (IRENA, 2022).

Neste aspecto, as projeções de demanda energética global apontam que, nos países em desenvolvimento, são verificadas maiores incertezas nos investimentos (BAKER e BENOIT, 2022) e, independente dos riscos associados, as operações nesses países precisam ser incluídas nas estratégias de transição energética internacionais. A Figura 4.1 sintetiza a relação das dificuldades de financiamento de projetos nos países em desenvolvimento e a própria mudança climática.

A atuação conjunta de capital privado e público é chamada de financiamento misto (no inglês, *blended finance*). Tal estrutura se baseia no fato de que os investimentos públicos em projetos arriscados, mas com potencial de gerar retorno social e ambiental positivo, podem ajudar a alterar o seu perfil de “risco e retorno”, tornando-os mais atraentes para o setor privado (IRENA, 2023).

Em vista disso, diferentes tipos de mecanismos financeiros podem ser aplicados para auxiliar no desenvolvimento do mercado de hidrogênio. A Figura 4.2 ilustra os mecanismos financeiros aplicáveis em diferentes estágios de maturidade dos projetos.

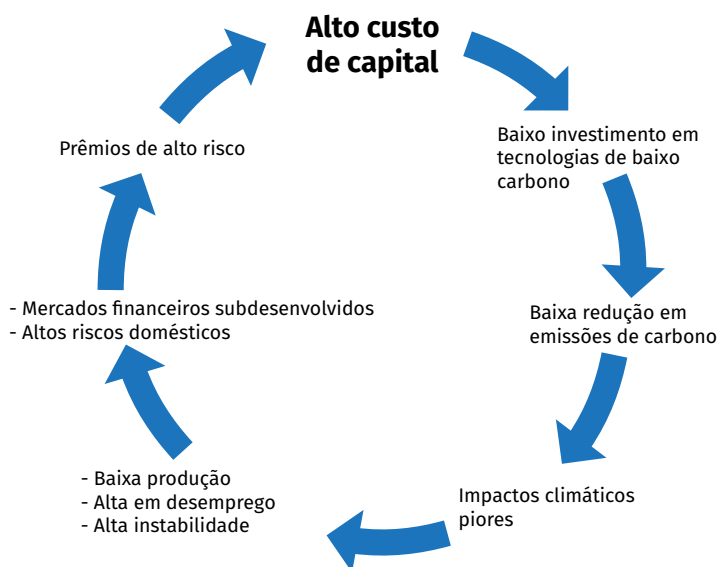


Figura 4.1. “Armadilha Financeira” em países em desenvolvimento.

Fonte: Adaptado de Fattouh (2023).

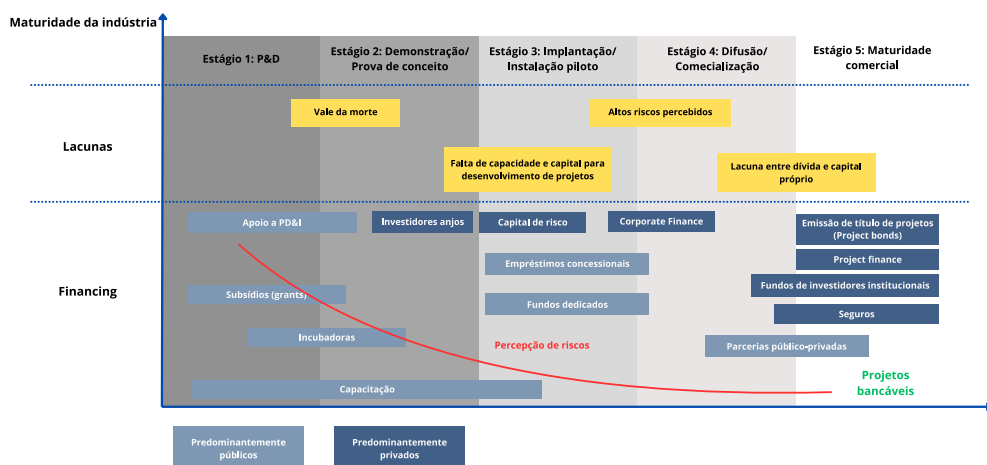


Figura 4.2. Mapeamento de instrumentos financeiros ao longo dos estágios de desenvolvimento da tecnologia.

Fonte: Adaptado de Frankfurt School (2023).

Em um primeiro momento, nas fases de PD&I e demonstração, a partir de projetos de pequena escala, são verificados maiores riscos e, por isso, essas iniciativas dependem majoritariamente de financiamento público. Com a superação do chamado “vale da morte”, os riscos são reduzidos e o projeto passa a ser mais atrativo para agentes privados, normalmente em fundos que atraem vários investidores, como, inicialmente, os *Business Angels* (anjos de negócios) e *Seed Money* (capital semente), que enxergam potencial ganho nas iniciativas, até que estes cheguem a um determinado nível de maturidade que permita a diversificação dos financiamentos.

Estruturas de Financiamento: Corporate e Project Finance

Usualmente, o financiamento de projetos segue dois tipos de estruturas: o *corporate finance* e o *project finance*. O primeiro se refere a projetos em que os agentes privados envolvidos registram as dívidas com base no balanço corporativo, tendo a própria empresa como colateral. Portanto, é necessário que a empresa tenha um porte compatível com o projeto, seja consolidada, disposta e capaz de gerir a dívida/empréstimo para investir no mesmo. Tal mecanismo é mais comum em investimentos mais maduros, uma vez que se baseia no próprio capital/balanço da companhia (*on-balance sheet*), sendo necessária uma minimização dos seus impactos no balanço e dos riscos para

que empresas e bancos considerem o *corporate finance* viável (CRAEN, 2023; FRANKFURT SCHOOL, 2023).

Por sua vez, o *project finance* é um mecanismo complexo de financiamento em que o investimento é garantido com base no fluxo de caixa esperado do projeto, sendo criada uma sociedade de propósito específico (SPE) responsável por gerir os ativos. Esse mecanismo é largamente utilizado em projetos de infraestrutura, nos quais as receitas são previsíveis. Sua utilização será especialmente importante para os projetos de hidrogênio maduros, por possibilitar o financiamento de longo prazo e alta alavancagem, permitindo minimizar o custo de capital do projeto, uma vez que esses empreendimentos são de capital intensivo, o que dificulta o financiamento *on-balance sheet* (BAKER e BENOIT, 2022; CRAEN, 2023; FRANKFURT SCHOOL, 2023).

A Figura 4.3 esquematiza os agentes envolvidos na criação e no financiamento de um projeto via *project finance*, especificando suas relações. Destacam-se os diversos *stakeholders* envolvidos nessa modalidade, desde acionistas, credores e garantidores até consumidores, construtores do empreendimento, fornecedores e operadores, cada qual com sua participação definida, com obrigações e direitos para o desenvolvimento do projeto, através de acordos assinados com a SPE. Além do acordo de acionistas, vários outros contratos são firmados para estruturar essa modalidade de financiamento e normalmente há a participação de um *pool* de bancos e seguradores para diluição dos riscos.

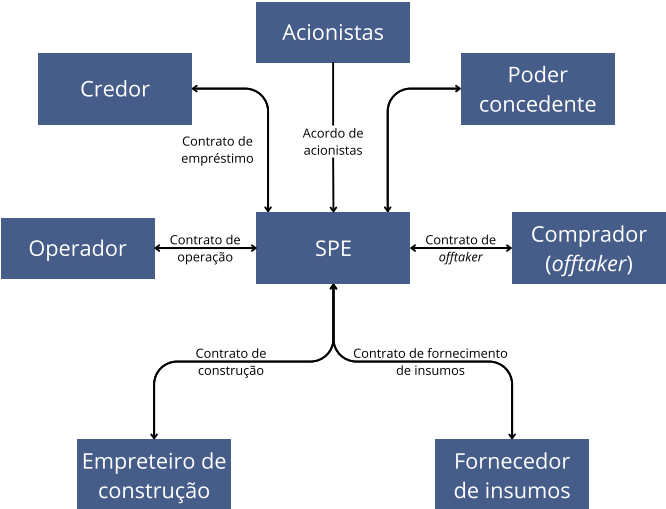


Figura 4.3. Estrutura de *stakeholders* envolvidos em um *project finance* para o setor elétrico.

Fonte: Adaptado de DELMON (2009).

Outros Mecanismos de Financiamento

Algumas outras modalidades de financiamento são apresentadas pelo *The World Bank and Climate Investment Funds* (2015), com destaque para os instrumentos *grants*, *equity* (capital de risco), dívida, *bonds*, garantias, seguros e financiamento de carbono, comentados a seguir.

■ Empréstimo não reembolsável (*grant*)

- a) O *capital grant* é um instrumento de simples aplicação, não reembolsável e capaz de financiar parte dos custos de investimento do empreendimento, a fim de reduzir o custo de capital e, consequentemente, o custo final, aumentando a competitividade do projeto. Um exemplo a ser destacado para o hidrogênio são os projetos-piloto utilizando recursos de PD&I da ANEEL ou da ANP. Destacam-se, também, os programas com recursos de subvenção da FINEP.

■ Capital (*equity*)

- a) *Equity* ou capital de risco são modalidades em que o investidor aplica recursos para a compra de ações da empresa e provê o seu retorno financeiro através da venda de sua participação no mercado de ações ou permanecendo na companhia, com o recebimento de dividendos. Tal tipo de investimento gera incentivos para o desenvolvimento do projeto por garantir o lucro futuro do investidor, mas necessita de um mercado financeiro maduro para assegurar uma gestão de riscos e ativos mais eficiente.

■ Dívida (*debt*)

- a) Dívidas de longo prazo são financiamentos reembolsáveis contratados pelo investidor para fazer frente às despesas de CAPEX do projeto, em complementação ao aporte de *equity* pelo investidor. Projetos de difícil viabilização, como aqueles ligados à cadeia do hidrogênio, podem exigir custos mais baixos do que os disponíveis no mercado, sendo preferível a obtenção de financiamentos ou linhas de crédito de longo prazo através, principalmente, de bancos de desenvolvimento ou agências governamentais.

■ Títulos (*Bonds*)

- a) Os *bonds* são títulos emitidos pelas empresas de ativos garantidos pelo fluxo de caixa positivo de um projeto, também chamado de debêntures, e utilizados para angariar recursos por meio de promessa de rendimentos futuros. Esse mecanismo oferece investimentos com

prazos mais longos e custos possivelmente mais baixos do que o financiamento bancário, todavia necessita de um mercado de capitais mais sofisticado para uma análise de risco de qualidade. A utilização desse mecanismo em projetos de hidrogênio em condições beneficiadas¹ está prevista na Lei nº 14.948/2024.

■ Garantias de conclusão do projeto e seguros

- a) As garantias de conclusão e os seguros não são exatamente uma fonte de financiamento, mas são muito utilizados em contratos de grande monta, notadamente para cobrir riscos de implantação. Esse mecanismo é formalizado através de um contrato entre o investidor e o garantidor, que é oferecido ao financiador, no qual o garantidor cobre parte das perdas caso ocorra um evento adverso específico, frente ao pagamento de uma taxa/prêmio.

■ Mercado de carbono

- a) Por fim, o financiamento de carbono se baseia na comercialização dos potenciais créditos de redução de emissões do projeto para o levantamento de fundos, seguindo as diretrizes do *Clean Development Mechanism* (mecanismo criado pelas Nações Unidas). Esse mecanismo permite que os projetos acessem os fluxos de receitas esperados antes do comissionamento ou no início das operações. O maior risco desse tipo de investimento se constitui caso o volume esperado de redução não seja atingido, podendo, então, se utilizar de garantias para cobrir as perdas. Além disso, o mercado de carbono ainda se encontra incipiente, há poucos compradores dos créditos, além de incertezas regulatórias e operacionais que dificultam a estimativa de receita dos créditos.

1 Art. 2º, Lei nº 12.431/2011: “No caso de debêntures emitidas por sociedade de propósito específico, relacionados à captação de recursos com vistas em implementar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários na forma regulamentada pelo Poder Executivo federal, os rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas no País sujeitam-se à incidência do imposto sobre a renda, exclusivamente na fonte, às seguintes alíquotas: I – 0% (zero por cento), quando auferidos por pessoa física; e II – 15% (quinze por cento), quando auferidos por pessoa jurídica tributada com base no lucro real, presumido ou arbitrado, pessoa jurídica isenta ou optante pelo Regime Especial Unificado de Arrecadação de Tributos e Contribuições devidos pelas Microempresas e Empresas de Pequeno Porte (Simples Nacional).”

Visão Geral dos Mecanismos de Financiamento

Instrumentos como a participação governamental no capital permitem aos capitalistas de risco, aos fundos e aos bancos desempenhar um papel de liderança, investindo em empresas em fase inicial com elevado potencial de crescimento. Para garantir um modelo de financiamento usual, os projetos PtX devem demonstrar viabilidade comercial. Deste modo, necessitam de um fluxo de receitas seguro proveniente de contratos de compra a longo prazo dignos de crédito, apoiados por um pacote de garantias que pode incluir ativos ou garantias de fabricantes suportadas por seguros. Essa segurança de financiamento, todavia, pode ser onerosa para projetos pioneiros (BLAKER, 2021).

Destaca-se que as utilizações existentes do hidrogênio, como a amônia, oferecem oportunidades financiáveis devido às suas claras perspectivas de consumo (CROUCH, 2021). Os contratos de compra a longo prazo e a preço fixo com compradores de bom risco são considerados requisitos importantes para o financiamento dos projetos. No setor industrial, os principais fabricantes de aço ou petroquímicas poderiam ser contrapartes em acordos de aquisição financiáveis para H₂BC. Ademais, os *clusters* industriais de hidrogênio facilitam o financiamento de ponta a ponta, reduzindo dependências entre diferentes entidades financeiras ao longo da cadeia de valor e evitando potenciais atrasos na geração de receitas (CROUCH, 2021).

O mercado global de obrigações (dívida), com um valor de mercado de US\$ 100 bilhões, apresenta um potencial significativo para o financiamento do H₂BC. Segundo Mathews (2022), os títulos verdes, concebidos especificamente para projetos ambientalmente sustentáveis, como a produção de H₂BC, ganharam recentemente destaque. Prevê-se que a sua emissão atinja US\$ 5 bilhões até 2025, tornando-os uma opção atraente para investimentos em hidrogênio.

Os principais emitentes de obrigações verdes devem apresentar condições que os propiciem a ter um risco relativamente baixo, o que reduz os riscos de financiamento e inspira confiança nos projetos H₂BC, tornando as obrigações uma ferramenta poderosa para redirecionar o capital para projetos sustentáveis (PAVLOCIC, 2021). Destaca-se que, para usufruir desse mecanismo, os projetos deverão cumprir as condições para a certificação por organismos credenciados.

À medida que os mecanismos de financiamento do H₂BC amadurecem, juntamente com a viabilidade comercial do setor, os investidores institucionais e os bancos comerciais devem se envolver cada vez mais.

Experiência Internacional

As seções a seguir apresentam as experiências internacionais, notadamente da UE e dos EUA, relativas ao planejamento e à estruturação dos financiamentos necessários para o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogênio renovável e seus derivados.

União Europeia

O financiamento da UE é acessível por meio de diversos instrumentos financeiros que são operados em colaboração com instituições públicas e privadas. Alguns desses instrumentos incluem capital próprio e dívida, mecanismos de partilha de riscos, garantias de empréstimos e capital de risco. A implementação desses instrumentos financeiros envolve parcerias com entidades tanto do setor público quanto do privado, como bancos, investidores de capital de risco e investidores institucionais. No caso das instituições públicas, estas atuam como intermediárias financeiras dos Estados-membros, oferecendo suporte para políticas e programas específicos (UE, 2023a).

Os fluxos de financiamento da UE seguem uma estrutura vertical, iniciando com as fontes mais substanciais e menos detalhadas de financiamento, como o *Multiannual Financial Framework* (MFF) da UE, ou os mecanismos de geração de receita, como as do *Emissions Trading System* (ETS) e os títulos de dívidas/*bonds*, referidos como a “origem financeira” para os fundos, programas e mecanismos. Assim, esses recursos financeiros são a base dos principais fundos e programas, que consistem em orçamentos de grande escala com ambições estratégicas consideráveis, muitas vezes abrangendo diversos setores da economia, como o Fundo de Coesão e o *Next Generation EU*. É importante notar que, em diversos casos, esses fundos são alimentados por múltiplas fontes orçamentárias. A partir desse ponto, os recursos geralmente se direcionam para os fundos e mecanismos secundários, que são mais específicos e de menor escala, estritamente relacionados à descarbonização do setor de energia.

A origem financeira dos recursos é constituída pelo MFF, pelos títulos de dívida/*bonds* e pelas receitas do *Emissions Trading System* da UE (EU-ETS). Essas receitas, provenientes da venda de permissões no Mercado Regulado Europeu, aumentaram consideravelmente nos últimos anos, tendo atingido, em 2022, US\$ 42,2 bilhões, cifra que representou cerca da metade das receitas globais de precificação de carbono naquele ano. As regras do EU-ETS estipulam que os Estados-membros devem gastar pelo menos 50% das receitas da venda de permissões em ações climáticas (STATISTA, 2023).

Desde 1988, a UE tem funcionado com orçamentos de longo prazo do MFF, que apontam o montante de € 1,216 trilhão (em preços correntes) e abrangem o período de 2021 a 2027. Sob o MFF, o financiamento da UE está sendo direcionado para novas e reforçadas prioridades em todas as áreas políticas do bloco, incluindo as transições verde e digital.

Uma parte dos financiamentos específicos para o hidrogênio provém do *Clean Hydrogen Partnership* (CHP), uma parceria público-privada institucional que tem como objetivo implementar tecnologias de hidrogênio em escala. A CHP se concentra na produção, na distribuição e no armazenamento de hidrogênio para abastecer setores difíceis de descarbonizar, como indústrias pesadas e aplicações de transporte pesado. Alguns objetivos até 2030 incluem a produção de hidrogênio limpo a cerca de € 1,5 a € 3,0/kg, com melhoria de eficiência e redução de custos de CAPEX, o que também pressupõe a disponibilidade de eletricidade renovável a preços favoráveis, bem como a penetração nos mercados em massa e a redução dos custos de distribuição para menos de € 1/kg de hidrogênio em escala. Destaca-se que foi proposto um orçamento de € 1 bilhão para a CHP, referente ao período de 2021 a 2027.

European Hydrogen Bank

O EHB é um instrumento de financiamento gerido internamente pelos serviços da Comissão Europeia. Seus objetivos são acelerar o investimento em energia de hidrogênio renovável e preencher a lacuna de investimento para que a UE alcance suas ambiciosas metas do Programa *REPowerEU* de produzir e importar 10 milhões de toneladas de hidrogênio renovável até 2030.

A partir do final de 2023, o EHB passou a se basear em três pilares operacionais, apresentados a seguir.

- Mecanismos de financiamento, que envolvem dois vetores, sendo um voltado para a criação do mercado doméstico da UE, para estimular a produção e o uso de hidrogênio no bloco, e outro para estimular importações de hidrogênio.
- Transparência e coordenação, envolvendo a avaliação da demanda por hidrogênio, as necessidades de infraestrutura, os fluxos de hidrogênio e os dados de custo. Este pilar visa garantir que todas as partes interessadas estejam bem-informadas e que haja uma coordenação eficaz em relação ao desenvolvimento e uso do hidrogênio.
- Otimização de instrumentos financeiros existentes, que visa coordenar e combinar esses instrumentos com novos financiamentos públicos e

privados, tanto dentro da UE quanto internacionalmente. Isso ajudará a aproveitar ao máximo os recursos disponíveis para apoiar projetos de hidrogênio renovável.

Observa-se que esses pilares são destinados a criar uma estrutura abrangente de apoio ao desenvolvimento do mercado de hidrogênio renovável na UE, garantindo financiamento, coordenação e transparência para atingir as suas metas ambiciosas de produção.

Horizon Europe

O Programa *Horizon Europe* é a principal ferramenta de financiamento da UE para a investigação e a inovação, com um orçamento de € 95,5 bilhões. A iniciativa visa facilitar a colaboração e reforçar o impacto de pesquisa e inovação no desenvolvimento, no apoio e na implementação das políticas da UE, ao mesmo tempo em que enfrenta os desafios globais. Além disso, o Programa apoia a criação e melhor dispersão de conhecimentos e tecnologias de excelência (UE, 2023b).

O *Horizon Europe* divide-se em dois pilares: i) pesquisadores individuais; e ii) consórcios de pesquisa. Além dos programas de financiamento citados, outros podem ser consultados no Apêndice deste livro.

Estados Unidos da América

O Departamento de Energia dos EUA (DOE, em inglês) oferece uma série de programas de investimento e oportunidades de financiamento a projetos e tecnologias de hidrogênio, desde a produção ao seu uso final. Por meio do *Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office* (HFTO), são financiados esforços para o desenvolvimento da produção, do armazenamento e do uso do hidrogênio no curto, médio e longo prazo. O país já anunciou diversas iniciativas de financiamento, com destaque para o *H2@Scale* e o *Energy Earthshots* (CASTRO *et al.*, 2023; HFTO, 2023).

O Consórcio *H2@Scale* facilita projetos de PD&I que aproveitam a capacidade de classe mundial dos laboratórios nacionais em parceria com a indústria e a Academia. Parcerias com as principais partes interessadas (por exemplo, geradores de energia e desenvolvedores de tecnologia) em pesquisa em fase inicial podem ser facilitadas por meio de acordos de cooperação com fundos correspondentes do DOE. Nesses projetos, a dependência do setor privado para demonstração é fundamental.

Por sua vez, o *Energy Earthshots* visa acelerar avanços tecnológicos em soluções energéticas limpas. O *Hydrogen Shot* foi o primeiro *Energy Earthshot* lançado, com objetivo de reduzir o custo do hidrogênio limpo em 80% para US\$ 1/kg em uma década. O *Hydrogen Shot* estabelece a estrutura e a base para implantação de hidrogênio limpo no *American Jobs Plan*, que inclui suporte para projetos de demonstração (HFTO, 2023).

Em 2021, o Governo dos Estados Unidos lançou o *Infrastructure Investment and Jobs Act* (IIJA), também conhecido como *Bipartisan Infrastructure Law* (BIL), que destinou investimentos significativos para acelerar o progresso rumo ao *Hydrogen Shot* e estimulará novos mercados de hidrogênio limpo (DOE, 2023). Tais investimentos incluem:

- US\$ 1 bilhão para o Programa *Clean Hydrogen Electrolysis*, que busca aumentar a eficiência e a relação custo-benefício das tecnologias de eletrólise, apoiando toda a cadeia de inovação da pesquisa até a comercialização, assim como a implantação para viabilizar que o custo do hidrogênio eletrolítico seja US\$ 2/kg até 2026;
- US\$ 500 milhões para atividades de pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) do *Clean Hydrogen Manufacturing*, que apoiará a produção de equipamentos de hidrogênio limpo, incluindo projetos que melhorem a eficiência e o custo-benefício; e
- US\$ 8 bilhões para o *Regional Clean Hydrogen Hubs (H2Hubs)*, com a finalidade de desenvolver *hubs* de hidrogênio limpo, onde serão promovidos a produção, o processamento, a distribuição, o armazenamento e o uso final do hidrogênio. O H2Hubs é detalhado em seção específica.

O IRA, o Programa *Title 17 Clean Energy Financing* e o *Clean Hydrogen Production, Storage, Transport and Utilizations to Enable a Net-Zero Carbon Economy* são apresentados mais detalhadamente nas próximas seções.

Inflation Reduction Act

Sancionado em 2022, o IRA visa catalisar investimentos na capacidade de produção nacional, incentivar a aquisição de fornecimentos críticos a nível interno ou de parceiros de comércio livre e impulsionar a PD&I e a comercialização de tecnologias de ponta, como a captura e o armazenamento de carbono e o hidrogênio limpo, com o direcionamento de quase US\$ 400 bilhões em financiamento federal para energia limpa. Os fundos serão repassados por meio de uma combinação de incentivos fiscais, subvenções e garantias de empréstimos.

O IRA inclui duas disposições importantes para projetos de hidrogênio com baixa emissão de carbono: i) o Crédito Fiscal de Investimento (ITC, em inglês), que fornece um crédito fiscal para cobrir um percentual do CAPEX para projetos de hidrogênio zero carbono, com valor base de 6%; e ii) o Crédito Fiscal de Produção (PTC, em inglês), aplicável nos primeiros 10 anos de operação, que fornece um benefício fiscal, em US\$/kg, para unidades de produção de hidrogênio, com valores que variam entre US\$ 0,6 a US\$ 3/kg, em função do carbono emitido (Quadro 4.2). Observa-se que esse benefício vale para projetos que comecem a operar antes de 2033.

Quadro 4.2. Distribuição do incentivo do IRA por nível de emissão da produção de hidrogênio.

Intensidade de carbono (kg CO ₂ por kg H ₂)	Crédito fiscal máximo de produção do H ₂ (US\$/kg de H ₂)
4 – 2,5	0,60
2,5 – 1,5	0,75
1,5 – 0,45	1,00
<0,45	3,00

Fonte: DOE (2022).

O IRA também apoia o desenvolvimento de setores demandantes de hidrogênio por meio de programas adicionais (DOE, 2023):

- *Grants* e financiamento para instalações de fabricação de veículos limpos, incluindo veículos com células a combustível (FCEV);
- *Grants* para projetos de demonstração industrial, incluindo tecnologias de hidrogênio para o setor industrial;
- Créditos fiscais competitivos para instalações que fabricam tecnologias de hidrogênio e células a combustível, incluindo FCEV e infraestrutura de abastecimento;
- Crédito fiscal para a produção de SAF e um crédito fiscal tecnologicamente neutro para combustíveis limpos, que pode incluir matéria-prima de hidrogênio no processo de produção;
- *Grants* para a redução de emissões em portos; e
- Incentivos para a implantação de CCUS.

Regional Clean Hydrogen Hubs

O *H2Hubs* criará redes com produtores e consumidores de hidrogênio e infraestruturas conectivas locais, para acelerar a utilização do hidrogênio como transportador de energia limpa. Além disso, o Programa permitirá demonstrar ecossistemas energéticos baseados em hidrogênio com baixa intensidade de carbono e economicamente viáveis.

A iniciativa é parte de um programa de *hubs* de hidrogênio mais abrangente, com aporte de mais de US\$ 25 bilhões da BIL, e inclui até US\$ 7 bilhões para o estabelecimento de seis a 10 *hubs* de hidrogênio limpo em todo o território dos EUA.

Os projetos elegíveis para financiamento através do *H2Hubs* são os referentes à produção, ao processamento, ao transporte, ao armazenamento e ao uso final de hidrogênio limpo. São elegíveis indivíduos, instituições de ensino superior, organizações com e sem fins lucrativos, governos estaduais e locais, assim como nações tribais.

O mecanismo de financiamento do *H2Hubs* são *grants*, acordos de cooperação ou outros. Além disso, como requisito, os *hubs* selecionados deverão demonstrar a produção de hidrogênio limpo de pelo menos 50 a 100 toneladas métricas por dia (DOE e OECD, 2022).

Para cada *hub*, a participação do Programa deve ser de ao menos 50% dos custos totais do projeto para projetos de demonstração ou atividades de aplicação comercial. A partilha de custos pode vir dos participantes do projeto, dos governos estaduais ou locais ou de outros financiamentos de terceiros. O projeto deve possuir um custo entre US\$ 800 milhões e US\$ 2,5 bilhões e ser executado ao longo de oito a 12 anos, dependendo do tamanho e da complexidade do *hub*. O período de financiamento inclui o planejamento, o desenvolvimento e a construção do *hub*, assim como dois a quatro anos de operação (DOE e OECD, 2022).

Em outubro de 2023, o governo dos EUA selecionou sete *hubs* de hidrogênio, que incluem a Califórnia, a Costa do Golfo do Texas, o Vale do Rio Ohio, um *hub* do Centro-Oeste abrangendo Illinois, Indiana e Michigan, bem como uma região que inclui Dakota do Norte, Dakota do Sul e Minnesota. Esses projetos irão catalisar mais de US\$ 40 bilhões em investimento privados, elevando o investimento público-privado total em *hubs* de hidrogênio para US\$ 50 bilhões. Destaca-se que dois terços do investimento total dos projetos estão relacionados à produção de hidrogênio baseada na eletrólise (WHITE HOUSE, 2023).

Programa Title 17 Clean Energy Financing

O *Loan Programs Office* (LPO) financia projetos de energia limpa e infraestrutura relacionada sob o Programa *Title 17 Clean Energy Financing*, visando a redução das emissões de GEE. Há quatro categorias de projetos que se enquadram no Programa (LPO, 2023): i) energia inovadora, que foca em projetos que implementem novas tecnologias ou tecnologias significativamente melhoradas, mas que ainda não sejam amplamente comercializadas; ii) cadeia de fornecimento inovadora, para projetos que implementem novas tecnologias ou tecnologias significativamente melhoradas no processo de fabricação; iii) apoio de Instituição Estadual de Financiamento (SEFI), para projetos que buscam a implantação de energia limpa e recebem suporte financeiro significativo ou melhorias de créditos de uma agência estadual ou autoridade financeira; e iv) reinvestimento em Infraestrutura Energética (EIR), para apoiar projetos que melhoram a infraestrutura de energia existente, além de projetos que cessaram as operações ou que continuam operando. Nesse Programa, também poderia ser incluído o financiamento de novos gasodutos para o hidrogênio, bem como a adaptação dos gasodutos existentes.

Ademais, os mutuários podem obter empréstimos diretos do *Federal Financing Bank* (FFB), vinculado ao Tesouro dos EUA, com garantias oferecidas pelo DOE. Essas garantias podem ser de 100%, com respaldo integral do poder público (*Full Faith and Credit*), ou parciais, cobrindo apenas parte da dívida comercial. As taxas de juros dos empréstimos concedidos pelo FFB, sob garantia do DOE, seguem a curva do Tesouro dos EUA na data do desembolso, acrescidas de um *spread* de liquidez de 0,375% e de uma taxa ajustada ao risco (LPO, 2023)

Os projetos financiados podem estar incluídos em diferentes áreas, como produção de hidrogênio e da sua infraestrutura, energia solar, energia eólica, energia nuclear, biocombustíveis, CCUS e componentes relacionados à cadeia de abastecimento das tecnologias de energia. O LPO normalmente financia projetos de US\$ 100 milhões ou mais, devido aos custos fixos associados ao processo de solicitação e ao monitoramento do empréstimo (LPO, 2023).

É possível observar que os mecanismos e instrumentos de financiamento anunciados pelos EUA focam no desenvolvimento de tecnologias para a redução do custo do hidrogênio limpo, de modo a incentivar a indústria de equipamentos e o desenvolvimento do seu mercado interno. Além disso, os EUA, assim como a Europa e outras regiões, têm apostado no desenvolvimento de *hubs* de hidrogênio para estimular a demanda industrial pelo vetor energético.

Clean Hydrogen Production, Storage, Transport and Utilization to Enable a Net-Zero Carbon Economy

Em 2021, o DOE anunciou um financiamento de US\$ 160 milhões com o intuito de melhorar a infraestrutura de energia e de combustíveis fósseis para a produção de energia com baixa emissão de carbono, objetivando desenvolver tecnologias de produção, transporte, armazenamento e utilização de hidrogênio, em busca de zero emissões líquidas de carbono (DOE, 2021).

Os segmentos englobados no Programa são: i) produção de hidrogênio de baixo carbono a partir da gaseificação modular e da cogaseificação de resíduos mistos, biomassa e matérias-primas tradicionais; ii) desenvolvimento de tecnologias de eletrólise de óxido sólido (SOEC); iii) captura de carbono; iv) turbinas avançadas para melhorar o desempenho dos sistemas de combustão de turbinas a gás; v) produção de hidrogênio a partir do gás natural; vi) infraestrutura de gasodutos de hidrogênio; e vii) armazenamento subterrâneo de hidrogênio.

Em 2023, foram incorporadas atividades com foco na comercialização e melhoria do desempenho de sistemas de gaseificação e no desenvolvimento de componentes tecnológicos que melhorassem o monitoramento, a detecção e a segurança de sistemas integrados baseados em hidrogênio com CCUS.

Industry Decarbonization Program

O *Climate Investment Fund* (CIF) é um fundo internacional multilateral com foco no investimento em soluções e inovação para enfrentar a crise climática. O Fundo atua desde 2008, auxiliando países pobres e em desenvolvimento econômico a se adaptar às mudanças climáticas, em conjunto com diversas organizações, governos e bancos multilaterais de desenvolvimento (MDB). Desde seu início, o Fundo já movimentou cerca de US\$ 62 bilhões para financiar mais de 400 projetos em 72 países, com seus investimentos funcionando como um catalisador para atrair mais investimentos privados, com uma razão média de cofinanciamento de 1:8 (CIF, 2024a).

Em 2014, o CIF apresentou o *Industry Decarbonization Program*, com a finalidade de utilizar financiamento concessional para auxiliar MDBs e o setor privado na implementação de estratégias e ferramentas de financiamento, de modo a promover e acelerar a transição energética. Para tal, o Programa visa diminuir as barreiras financeiras em investimentos em tecnologia e negócios de baixo carbono, através do financiamento concessional e misto.

Além disso, o Programa atuará em diversos níveis: no de instalações e tecnologia, financiará inovação e a viabilização comercial de tecnologias; no

corporativo, irá auxiliar no diálogo e governança; nacionalmente, irá auxiliar no diálogo entre entidades, bancos, empresas e governo, assim como na implementação de políticas relevantes; por fim, também atuará no monitoramento das políticas e estratégias em todos os níveis (CIF, 2024a).

O foco do Programa será os segmentos industriais mais emissores, como os setores de metalurgia/siderurgia, de cimento, fertilizantes, químico, alumínio e celulose/papel, entre outros. Além disso, o CIF prevê até US\$ 250 milhões em recursos concessionais para os países selecionados e, ainda, disponibiliza uma reserva exclusiva para o setor privado, na qual até 100% do financiamento total pode ser atribuído a projetos liderados pelo setor ou que envolvam investimentos privados significativos, com uma alocação mínima de 50%. Para participar, o país interessado deve cumprir os critérios estabelecidos pelo CIF *Country Selection Process*. Isso inclui, entre outros requisitos, ser elegível para receber Assistência Oficial ao Desenvolvimento (*Official Development Assistance*) no momento da manifestação de interesse e possuir ao menos um projeto ativo com um dos bancos multilaterais de desenvolvimento (MDBs) parceiros do CIF, como o ADB, AfDB, EBRD, IDB, IFC ou WB (CIF, 2024b).

Em 2024, o MME e o Departamento de Segurança Energética e Net Zero do Reino Unido (DESNZ, em inglês) lançaram conjuntamente uma chamada pública, para identificar propostas de projetos brasileiros de *clusters* industriais de H₂BC. Essa iniciativa conta com o apoio do *Hub* de Hidrogênio Brasil-Reino Unido (*Hub H2*), uma plataforma específica para o setor, lançada em 2023 na COP28, cujo secretariado é coordenado pela Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (UNIDO). Destaca-se que o apoio do *Hub H2* é no sentido de identificar e mobilizar assistência técnica e financeira internacional para acelerar a implementação e o investimento nesses projetos.

Especificamente, o novo Programa de Descarbonização Industrial do CIF, com financiamento do Reino Unido, será direcionado para uma primeira oferta de um grande lote de fundos concessionais, que têm o histórico de alavancar até US\$ 10 em cofinanciamento para cada US\$ 1 investido. Empresas brasileiras do setor privado que planejam ou têm interesse em desenvolver projetos de hidrogênio em escala comercial dentro de *clusters* industriais puderam manifestar seu interesse em se beneficiar da iniciativa até novembro de 2024. Para serem elegíveis ao financiamento, os projetos devem ser liderados por uma empresa brasileira, colaborando com uma equipe de projeto mais ampla dentro do *cluster* para produzir e fornecer hidrogênio de baixa

emissão para consumidores industriais identificados, e estar operacionais até, no máximo, 2035.

Linhas de Financiamento Disponíveis no Brasil

Nacionais

A temática do financiamento vem recebendo destaque para o desenvolvimento nacional da economia de hidrogênio. Nesse sentido, a ampliação do financiamento foi definida como uma das prioridades do ciclo de 2023-2025 do PNH2.

Nesse contexto, uma das ações prioritárias do Plano é aumentar em quase sete vezes os investimentos anuais em PD&I no segmento de hidrogênio de baixa emissão de carbono. Como mencionado no Capítulo 3, o montante passará de R\$ 29 milhões, em 2020, para R\$ 200 milhões, em 2025. Com o PNH2, o Governo Federal sinaliza para o setor privado que pretende ampliar o acesso a financiamento competitivo ofertado pelos bancos de desenvolvimento, cujo objetivo é viabilizar projetos em larga escala e firmar parcerias com empresas.

Além disso, a priorização do financiamento e a participação ativa de instituições públicas financeiras, com destaque para o BNDES, o BNB, o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) e a FINEP, serão cruciais para impulsionar a promissora indústria do hidrogênio, abrangendo todas as fases da sua cadeia produtiva.

É previsto, também, um modelo de “consórcio” de instituições financeiras para atuar na captação de recursos para os projetos. Nesse sentido, foi criada a Plataforma Brasil de Investimentos Climáticos e para a Transformação Ecológica (BIP). A Plataforma apoia o Plano de Transformação Ecológica e demais planos de transição e adaptação climática do governo em setores-chave e é liderada por um Comitê Gestor, composto por representantes dos Ministérios da Fazenda (MF), do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) e de Minas e Energia, com o MF à frente.

O BNDES atuará como secretariado da Plataforma, fornecendo suporte geral administrativo e de gerenciamento de projetos, facilitando a comunicação e a colaboração entre as partes interessadas, assim como coordenando as relações com instituições financeiras e a comunicação com o público externo.

Destaca-se que a Plataforma terá uma abordagem multissetorial, dirigida aos três setores principais e subsetores para a transformação ecológica:

- Soluções baseadas na natureza e bioeconomia, que abrigará os subsetores combustíveis sustentáveis, recuperação da vegetação nativa, manejo sustentável de vegetação nativa, bioinsumos agrícolas e fertilizante verde, gestão de resíduos, agricultura regenerativa e biotecnologia;
- Indústria e mobilidade, incluindo combustíveis sustentáveis, mobilidade urbana elétrica, hidrogênio de baixa emissão de carbono, bioinsumos agrícolas e fertilizante verde, aço e alumínio com baixa emissão de carbono, cimento com baixa emissão de carbono, eficiência energética e minerais estratégicos; e
- Energia, que incluirá combustíveis sustentáveis, sistemas renováveis resilientes para áreas isoladas, hidrogênio de baixa emissão de carbono, tecnologia para redes de energia resilientes, eólica *offshore*, eficiência energética e minerais estratégicos.

Nota-se que a atuação do BNDES terá foco no financiamento, conectando projetos brasileiros a uma extensa rede de instituições financeiras para ajudar a escalar a mobilização de capital público e privado e promover a conexão entre os principais interessados financeiros (bancos, MDBs e fundos de investimento) e não financeiros (iniciativas setoriais e organizações da sociedade civil) do ecossistema da transformação ecológica.

Por fim, observa-se que a Plataforma prevê a utilização de Debêntures Incentivadas, Eco Invest Brasil, Fundo Clima, Letras de Crédito do Desenvolvimento (LCDs), taxas de juros competitivas para o financiamento e Títulos Soberanos Sustentáveis e já selecionou dois projetos para receber recursos no setor indústria e mobilidade, com um valor de captação previsto de US\$ 3 bilhões, dois projetos no setor energia, no valor total de US\$ 6,5 bilhões, e três projetos em soluções baseadas na natureza e bioeconomia, no valor total de US\$ 1,4 bilhão.

A seguir, são apresentadas algumas linhas dos programas de financiamento oferecidos por instituições financeiras no Brasil que podem ser atraativas para projetos relacionados à cadeia de hidrogênio e seus derivados.

Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social

Fundo Clima

O Programa Fundo Clima tem como objetivo apoiar projetos relacionados à redução de emissões de GEE e à adaptação às mudanças do clima. Assim, esse financiamento está disponível para diversas etapas da cadeia produtiva do hidrogênio:

- Produção e utilização de H₂V, incluindo iniciativas relacionadas à célula a combustível.
- Projetos de desenvolvimento tecnológico ou de investimentos na ampliação da capacidade produtiva relacionada ao bioquerosene de aviação, diesel verde, biometano, etanol de segunda geração, combustíveis marítimos sustentáveis, combustíveis sintéticos derivados de resíduos sólidos e eletrocombustíveis.

Quadro 4.3. Condições de financiamento do Fundo
Clima – Transição Energética – Operação Direta.

Taxa de juros	Para geração de energia solar e eólica e de novas fontes renováveis e para sistemas isolados com geração renovável: i) Custo Financeiro: 8,0% a.a.; ii) Taxa do BNDES: a partir de 1,3% a.a. Para demais atividades, incluindo o hidrogênio: i) Custo Financeiro: 6,15% a.a.; ii) Taxa do BNDES: a partir de 1,3% a.a.
Prazo	Limitado a 192 meses, incluindo prazo de carência de 96 meses.
Valor mínimo	O valor mínimo de financiamento é de R\$ 20 milhões e o máximo de R\$ 500 milhões por grupo econômico.
Participação do BNDES	Até 100% dos itens financiáveis ou 80% do CAPEX.

Fonte: BNDES (2024a).

Finem – Meio Ambiente

A linha de financiamento BNDES Finem – Meio Ambiente tem como objetivo fornecer o financiamento a empreendimentos que promovam a ecoeficiência, utilizem insumos provenientes de fontes recicladas ou renováveis (exclusive cana-de-açúcar) ou sejam voltados à produção ou utilização de biogás, biometano e H₂BC, ao armazenamento de energia ou à produção nacional de fertilizantes minerais e orgânicos. Assim, a linha de financiamento está disponível para:

- Estudos e projetos, inclusive diagnóstico energético.
- Aquisição de máquinas e equipamentos novos credenciados no BNDES.
- Capacitação técnica e gerencial.

Quadro 4.4. Condições de financiamento do BNDES Finem – Meio Ambiente.

Custo da operação	Taxa de Juros = Custo (TLP) x Taxa do BNDES*(1,1%) para operações diretas.
Prazo	O prazo total é limitado a 20 anos, em função da capacidade de pagamento do empreendimento, cliente e grupo econômico.
Carência	Até 6 meses após a entrada do projeto em operação comercial. Durante o período de carência, os juros serão capitalizados.
Valor mínimo	R\$ 40 milhões.
Participação do BNDES	Até 80% do valor total do projeto, limitada a 100% dos itens financiáveis.
Garantias	Financiamento corporativo: garantias reais (hipoteca, penhor, propriedade fiduciária, recebíveis etc.) ou pessoais (fiança ou aval), definidas na análise da operação. <i>Project finance</i> : corporativas durante a implantação e recebíveis após a comprovação da performance do projeto.

Fonte: BNDES (2024).

* Taxa do BNDES para projetos ambientais é a partir de 1,1% a.a.

Programa para Fomento ao Hidrogênio Verde

O Programa para Fomento ao Hidrogênio Verde é voltado para o desenvolvimento da cadeia de valor do H₂ e objetiva, inicialmente, apoiar projetos-piloto que utilizam energias renováveis, para incentivar a produção e o armazenamento de combustível carbono zero no país. O Banco também possui planos para ampliar suas linhas de financiamento, incluindo apoio a grandes plantas capazes de exportar hidrogênio (BNDES, 2022a). O Programa também permite um *blend* de recursos do BNDES Finem – Meio Ambiente e do Fundo Clima (BNDES, 2022a).

Quadro 4.5. Condições de financiamento do Programa para Fomento ao Hidrogênio Verde.

Custo da operação*	TLP “careca”, ou seja, sem o custo de remuneração do BNDES. <i>Blend</i> de recursos do Fundo Clima com o FINEM – Meio Ambiente.
Valor máximo	R\$ 300 milhões.

Fonte: BNDES (2022a).

*A participação do Fundo Clima está limitada a 50% do valor dos investimentos financiáveis ou a R\$ 80 milhões, o que for menor.

Mais Inovação – Investimento em Inovação

A linha de financiamento BNDES Mais Inovação apresenta como elegível investimentos e gastos em PD&I compatíveis com a nova política industrial brasileira (conforme a Resolução CNDI/MDIC nº 1/2023), assim como com as políticas nacionais de mudança do clima, meio ambiente, entre outras. A linha também prevê investimento para o desenvolvimento de parques tecnológicos, plantas industriais com processos ou bem e produtos não existentes/produzidos no país. Tal modalidade é realizada através de apoio direto, sendo a taxa financeira composta pelo custo financeiro e taxa do BNDES.

Quadro 4.6. Condições de financiamento do BNDES
Mais Inovação – Investimento em Inovação.

Itens Financiados	Custo Financeiro	Taxa do BNDES
Investimentos P&D&I nas missões do CNDI	TR*	A partir de 2,2% a.a.
Investimentos P&D&I nas Políticas Nacionais		
Parques Tecnológicos		

Fonte: BNDES (2024b).
*A participação do Fundo Clima está limitada a 50% do valor dos investimentos financiáveis ou a R\$ 80 milhões, o que for menor.

Quadro 4.7. Complementação das condições de
financiamento Programa Mais Inovação.

Garantias	Para apoio direto: garantias reais (tais como hipoteca, penhor, propriedade fiduciária, recebíveis etc.) e/ou pessoais (tais como fiança ou aval), definidas na análise da operação. Para apoio indireto: negociação entre a instituição financeira credenciada e o cliente.
Prazo	Para investimento PD&I, alinhados às missões do CNDI e a políticas nacionais ambientais, e parques tecnológicos: até 16 anos, com carência de até 4 anos.
Valor mínimo	R\$ 20 milhões, nas operações diretas e indiretas.
Participação do BNDES	Até 100% do valor dos itens passíveis de financiamento.

Fonte: BNDES (2024b).

Debêntures em Ofertas Públicas

A subscrição de debêntures pelo BNDES tem como principais objetivos: i) fomentar o crédito de longo prazo no Brasil; ii) compartilhar risco com outros

financiadores; iii) favorecer práticas sustentáveis, e iv) viabilizar emissões por meio de investimentos âncoras em empresas e projetos no país. De acordo com BNDES (2024c), as condições financeiras são apresentadas no Quadro 4.8 abaixo.

Quadro 4.8 Condições de financiamento da subscrição de debêntures pelo BNDES

Garantias	Para apoio direto: garantias reais (hipoteca, penhor, propriedade fiduciária, recebíveis etc.) ou pessoais (fiança ou aval), definidas na análise da operação. Para apoio indireto: negociação entre a instituição financeira credenciada e o cliente.
Prazo	O prazo total de financiamento será determinado em função da capacidade de pagamento do empreendimento, da empresa e do grupo econômico, limitado a 20 anos.
Valor mínimo	R\$ 40 milhões, exceto para os seguintes setores, segmentos e finalidades, cujo apoio pode ter um valor mínimo de R\$ 20 milhões: a) entes da administração pública direta; b) saúde (entidades filantrópicas); c) saneamento; d) inovação; e e) provedores regionais.
Participação do BNDES	Subscrição de até 100% do total das emissões

Fonte: BNDES (2024c).

A remuneração das debêntures é determinada considerando as características da oferta, a classificação de risco, as garantias e o perfil de pagamento do título. A depender do escopo do investimento, a remuneração do BNDES poderá ser reduzida em 10 pontos básicos percentuais, caso a emissão possua uma certificação ou segunda opinião sobre sustentabilidade, elaborada por empresa independente especializada.

Debêntures Incentivadas de Infraestrutura

As debêntures incentivadas são títulos privados de renda fixa, emitidos por empresas públicas ou privadas para fomentar seus projetos. Os títulos não são conversíveis, ou seja, não podem ser convertidos em ações. O diferencial das debêntures incentivadas de infraestrutura é o fato de serem emitidas com base na Lei nº 12.431/2011, uma iniciativa do governo brasileiro para ampliar as alternativas de financiamento da economia. Assim, algumas empresas têm permissão para fazer a captação de recursos com debêntures sem a incidência de imposto de renda para investimentos de pessoas físicas e limitado a 15% para pessoas jurídicas. Logo, o objetivo é promover o mercado de capitais como fonte de recursos de longo prazo.

As debêntures podem ser prefixadas, pós-fixadas ou híbridas. No primeiro caso, há uma taxa de rentabilidade fixa, estabelecida pela empresa na escritura de emissão, como 5% a.a. Já as debêntures pós-fixadas estão atreladas a algum indicador, como a taxa de juros Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) ou o certificado de depósitos interbancários (CDI). Dessa forma, o rendimento obtido pelo investidor dependerá do desempenho dos índices. Ainda, há as debêntures híbridas, que misturam as duas modalidades, ou seja, o rendimento é composto por uma taxa de juros fixa acrescida de uma taxa atrelada a um indicador. Por exemplo, é comum encontrar alternativas que acompanham o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e, em um título híbrido, a rentabilidade poderia ser 5% + IPCA. Em todos os casos, o rendimento pode ser pago no final do vencimento ou por cupons semestrais.

O BNDES e outros bancos participam da subscrição das debêntures incentivadas como forma de apoiar as empresas, mas também é possível ter a participação de outros financiadores e diluir os riscos entre todos. Essa poderá ser uma modalidade interessante para financiar os projetos de H₂BC, quando estes ganharem mais maturidade tecnológica e maior competitividade. A recente Lei nº 14.948/2024, que trata do H₂BC, analisada no Capítulo 3, prevê a utilização das debêntures na captação de recursos aos investimentos.

Critérios para credenciamento de fornecedores de eletrolisadores e sistemas de hidrogênio pelo BNDES

As empresas produtoras de hidrogênio que utilizem a rota eletrolítica e busquem o apoio do BNDES para seus projetos de investimento deverão verificar junto aos potenciais fornecedores de eletrolisadores se eles estão credenciados junto ao Banco para obterem as condições financeiras dos programas apresentados acima.

De acordo com BNDES (2022b), o credenciamento de eletrolisadores deve ser efetuado observando o cumprimento dos seguintes índices mínimos: Índice de Credenciamento (IC) = Índice de Estrutura de Produto (IEP) = 10%. Ademais, os eletrolisadores receberão a classificação por níveis E1, E2 ou E3, de acordo com o IC atingido.

- Nível E1: IC maior ou igual a 10% e até 20%.
- Nível E2: IC maior ou igual a 20% e até 40%.
- Nível E3: IC maior ou igual a 40%.

Os eletrolisadores poderão ser credenciados apenas por seus fabricantes, cujos critérios são apresentados na Figura 4.4, a seguir.

	Até 31.12.2025	De 01.01.2026 até 31.12.2030	A partir de 01.01.2031
Montagem do equipamento localmente	Sim	Sim	Sim
Conteúdo Local	Apenas a montagem ou IC = IEP = 10%	IC >= 20%	IC >= 40%

Figura 4.4. Critérios para o credenciamento do eletrolisador.

Fonte: BNDES (2022b).

Critérios e requisitos específicos para o credenciamento de fornecedores de Sistemas Estacionários de Armazenamentos com hidrogênio

De acordo com BNDES (2022b), o credenciamento de fornecedores de Sistemas Estacionários de Armazenamento de Energia (SAEs) com hidrogênio deverá ser realizado em três etapas com requisitos progressivos, conforme se observa na Figura 4.5.

Quadro resumo
Escopo mínimo para credenciamento de SAEs com hidrogênio

COMPONENTES DO SISTEMA ESTACIONÁRIO DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM HIDROGÊNIO	
(1) Eletrolisador	Itens estratégicos
(2) Sistema de purificação de água	
(3) Compressor	
(4) Retificador	
(5) Sistema de climatização	
(6) Transformador	
(7) Sistema de controle e monitoramento remoto	
(8) Sistema de purificação de gás	
(9) Tanques ou cilindros ou materiais avançados (hidretos e microesferas)	
(10) Integração entre equipamentos e sistemas (tubulação, cabeamento, válvulas, bombas etc...)	

Níveis do eletrolisador
E1: Montagem ou IC >= 10%
E2: IC > 20%
E3: IC > 40%

Etapa 1		Etapa 2		Etapa 3	
Até 31.12.2025		De 01.01.2026 até 31.12.2030		A partir de 01.01.2031	
1 Rota de credenciamento		4 Rotas de credenciamento		4 Rotas de credenciamento	
Quantidade mínima de componentes credenciados	+ IC = IEP = 10%	3 comp. nacionais ou credenciados (1 estratégico)	+ IC = IEP = 15%	4 comp. nacionais ou credenciados (1 estratégico)	+ IEP= 30%; IC=40%
		Eletrolisador nível E1 + 2 comp. nac. ou cred.	+ IC = IEP = 15%	Eletrolisador nível E1 + 3 comp. nac. ou cred.	+ IEP= 30%; IC=40%
		Eletrolisador E2 + 1 comp. nac. ou cred.	+ IC = IEP = 15%	Eletrolisador E2 + 2 comp. nac. ou cred.	+ IEP= 30%; IC=40%
A montagem do SAE no Brasil é obrigatória para qualquer configuração do produto		Eletrolisador nível E3		Eletrolisador nível E3 + 1 comp. nac. ou cred.	

Figura 4.5. Escopo mínimo para credenciamento de SAEs com hidrogênio.

Fonte: BNDES (2022b).

Inovação Pioneira

A linha de inovação pioneira é destinada a Planos Estratégicos de Inovação (PEIs) que apresentam elevado grau de inovação e relevância para o setor econômico beneficiado. As propostas devem resultar em inovações por meio do desenvolvimento de produtos, processos ou serviços inéditos para o Brasil. O Quadro 4.9 contém as condições de financiamento das linhas de inovação crítica e inovação pioneira.

Quadro 4.9. Condições de financiamento para Inovação Pioneira.

Custo da operação	TR* (0,82% a.a.) + 2,8% a.a. (taxa nominal)
Prazo de carência	Até 48 meses
Prazo máximo	Até 192 meses (16 anos)
Participação da FINEP	Até 95%
Público-alvo	Empresas brasileiras com Receita Operacional Bruta (ROB) anual ou anualizada igual ou superior a R\$ 90 milhões.

Fonte: FINEP (2024a).

*A TR acumulada em 12 meses em setembro/2024.

Chamadas Públicas

A FINEP apoia projetos inovadores através de chamadas públicas para setores distintos e com subvenção econômica à inovação. No ano de 2022, foram realizadas duas iniciativas dessa natureza para o setor de energia elétrica, quais sejam, Combustíveis do Futuro (junho/2022) e Inovações Radicais Setor Elétrico (julho/2022).

A iniciativa Combustíveis do Futuro consistia no apoio a projetos de incentivo ao uso de combustíveis e hidrogênio obtidos de forma sustentável com aplicação no setor de transporte. Esta chamada pública objetivou conceder recursos de subvenção econômica para o desenvolvimento de produtos, processos ou serviços. As linhas temáticas da chamada incluíam a possibilidade desenvolvimento de tecnologias nacionais com foco na produção de combustíveis sustentáveis para motores de ignição por compressão, SAF e para produção, armazenamento e uso de hidrogênio sustentável no setor de transportes. Os recursos financeiros concedidos variaram de R\$ 15 milhões a R\$ 20 milhões, dependendo da linha temática. As despesas cobertas pelo financiamento puderam ser de custeio ou de capital, desde que relacionadas às atividades financiadas.

Já a iniciativa Inovações Radicais Setor Elétrico buscou apoiar projetos de elevado grau de inovação e relevância, com vistas a promover uma maior diversificação do fornecimento de energia no Brasil, privilegiando fontes renováveis e limpas, assim como o desenvolvimento das cadeias produtivas. Além disso, a chamada pública visava o apoio a empresas de todos os portes, sendo obrigatória participação de Institutos de Ciência e Tecnologia (ICTs) nos projetos, com uma representação de, pelo menos, 5% do orçamento, e a necessidade de atingir um Nível de Maturidade Tecnológica (TRL) 3 a 7. Os recursos disponíveis para essa chamada pública, através de subvenção econômica pela FINEP, chegaram a R\$ 55,5 milhões, sendo que o intervalo para o valor de elegibilidade dos projetos variou entre R\$ 3 milhões e R\$ 15 milhões e a contrapartida exigida para grandes empresas foi de 50%. Destaca-se que uma das linhas temáticas da chamada foi direcionada para inovações relacionadas ao armazenamento de energia.

Seguindo os instrumentos do Plano Mais Produção da nova política de industrialização nacional, a Nova Indústria Brasil (MDIC, 2024), a FINEP também lançou, em janeiro de 2024, as Chamadas Públicas de Fluxo Contínuo (CPFC), dentre as quais se destacam a Mais Inovação Brasil – Energias Renováveis, que contempla projetos de hidrogênio (FINEP, 2024b).

A linha referente projetos de hidrogênio é a Linha Temática II, “Hidrogênio de baixa emissão de carbono – Desenvolvimento de tecnologias para produção, armazenamento, transporte e uso de hidrogênio de baixa emissão de carbono”. Essa chamada contempla empresas de todos os portes com sede no Brasil e intuito lucrativo, isoladas ou em parceria com *startups*, com cooperação obrigatória de ICTs como prestadoras de serviços, e atividades com TLR entre 3 e 7.

Os proponentes deverão se enquadrar como Arranjo Simples, constituído por uma empresa e auxiliado por um ICT, ou Arranjo em Rede, constituído por uma empresa como ator principal, ao menos duas empresas coexecutoras e um ICT. Os projetos em Arranjo Simples poderão solicitar como subvenção econômica valores entre R\$ 3 milhões e R\$ 15 milhões, enquanto os em Rede podem solicitar entre R\$ 3 milhões e R\$ 50 milhões.

O limite de apoio é de R\$ 250 milhões para o CPFC e, até agosto de 2024, estavam em análise pela FINEP inúmeros projetos que apresentaram suas propostas para esse tipo de financiamento com subvenção.

Banco do Nordeste

O BNB disponibiliza recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE) e foi criado para ser uma fonte estável de recursos para o financiamento das atividades produtivas da Região Nordeste e do norte dos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo. Algumas linhas de financiamento do FNE podem ser interessantes para projetos relacionados à cadeia produtiva do hidrogênio, detalhadas abaixo.

FNE Inovação

A linha FNE Inovação tem como foco a inovação em produtos, serviços, processos e métodos organizacionais nos empreendimentos. Além disso, contempla investimentos em obras e aquisição de bens de capital e capital de giro quando exclusivamente associado ao investimento. Os juros e bônus de adimplência são definidos conforme a Resolução do Conselho Monetário Nacional (CMN) nº 5.013/2022 e o Quadro 4.10 apresenta os prazos para o financiamento.

Quadro 4.10. Prazos para o financiamento na linha FNE Inovação.

Finalidade do Crédito	Carência	Total
Investimentos fixos e mistos para os setores não-rurais	Até 5 anos	Até 15 anos

Fonte: BNB (2023a).

FNE Verde

A linha FNE Verde tem como objetivo financiar o desenvolvimento de empreendimentos e atividades econômicas que propiciam a preservação, a conservação, o controle e a recuperação do meio ambiente, com foco na sustentabilidade e na competitividade das empresas e cadeias produtivas. Nesse sentido, a linha está disponível para financiar iniciativas que envolvem energias renováveis e eficiência energética. Os juros e bônus de adimplência são definidos conforme a Resolução CMN nº 5.013/2022 e o Quadro 4.11 apresenta os prazos para o financiamento. Observa-se que os limites estabelecidos pelo tipo de beneficiário são os mesmos da FNE Inovação.

Quadro 4.11. Prazos para o financiamento na linha FNE Verde.

Finalidade do Crédito	Carência	Total
Investimentos fixos e mistos para os setores não-rurais	Até 4 anos	Até 12 anos

Fonte: BNB (2023b).

FNE Proinfra

A linha FNE Proinfra visa financiar a implantação, ampliação, modernização e reforma de empreendimentos. Deste modo, a linha está disponível para aquisição de máquinas e equipamentos. Os juros e bônus de adimplência são definidos conforme a Resolução CMN nº 5.013/2022 e o Quadro 4.12 apresenta os prazos para o financiamento. Assim como a FNE Verde, os limites estabelecidos pelo tipo de beneficiário são os mesmos da FNE Inovação.

Quadro 4.12. Prazos para o financiamento na linha FNE Proinfra.

Finalidade do Crédito	Carência	Total
Investimentos fixos e mistos para os setores não-rurais	Até 8 anos	Até 34 anos

Fonte: BNB (2023c).

Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul

O Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) é uma instituição financeira pública de fomento, fundada pelos governos estaduais do Rio Grande do Sul, de Santa Catarina e do Paraná, a fim de financiar e apoiar o desenvolvimento de projetos para aumentar a competitividade de empreendimentos de todos os portes na Região Sul (BRDE, 2024).

Programa Mais Energia Sustentável

O Programa Mais Energia Sustentável busca oferecer apoio aos empreendimentos de transmissão e geração de energia limpa e renovável, voltado para projetos na Região Sul do Brasil, com destaque para SPES de geração de energia. As condições financeiras são definidas conforme a análise de risco de crédito.

Em BRDE (2023a; 2023b), destacam-se, entre os itens financiáveis, diversas possibilidades de fontes de energias renováveis, assim como a aquisição de equipamentos para geração de energia e capital de giro associado.

Outros

Além das linhas de financiamento disponibilizadas por instituições financeiras, também é importante citar as ZPEs, onde estão previstos alguns dos projetos de hidrogênio já anunciados, devido aos benefícios fiscais que impactam a atratividade dos projetos para exportação.

Zonas de Processamento de Exportação

As ZPEs são áreas de livre comércio com o exterior, destinadas à instalação de empresas voltadas para a produção de bens a serem exportados, onde há incentivos fiscais, cambiais e administrativos, a fim de atrair investimentos privados e promover o desenvolvimento econômico e social (MDIC, 2022).

Inicialmente, a Lei nº 11.508/2007 dispôs sobre o regime tributário, cambial e administrativo das ZPEs, entretanto foi alterada e parcialmente incluída na Lei nº 14.184/2021, conhecida como o Novo Marco Legal das ZPEs, frente à necessidade de modernizações legais (ME, 2022). O Quadro 4.13 abaixo apresenta as suspensões tributárias previstas nas referidas leis.

Quadro 4.13. Tributações não aplicáveis em ZPEs.

Escopo	Impostos e contribuições suspensas
FEDERAL	
As importações ou aquisições no mercado interno de máquinas, aparelhos, de instrumentos e de equipamentos, novos ou usados, necessários às atividades da empresa, para incorporação ao ativo imobilizado da empresa autorizada a operar em ZPEs.*	Imposto de Importação; Imposto sobre Produto Industrializado (IPI); Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins); contribuição para o Cofins-Importação; contribuição para o PIS/Pasep; contribuição para o PIS/Pasep-Importação; adicional de Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM).
As matérias-primas, os produtos intermediários e os materiais de embalagem serão importados ou adquiridos no mercado interno por empresa autorizada a operar em ZPEs.* [§]	Imposto de Importação; IPI; Cofins; Cofins-Importação; PIS/Pasep; PIS/Pasep-Importação; AFRMM.
Importação ou aquisição no mercado interno de serviços por empresa autorizada a operar em ZPEs.	Cofins; PIS/Pasep.
ESTADUAL	
Bens e mercadorias para utilização em processo de industrialização de produtos a serem exportados; prestação de serviço de transporte intermunicipal e interestadual; diferencial de alíquotas nas aquisições interestaduais de bens destinados ao ativo imobilizado (Decreto nº 33.251/2019).	ICMS (referente ao Estado do Ceará).

Fonte: Siscomex (2024), Brasil (2021; 2007), Almeida (2019) e ZPE Ceará (2024d).

*As isenções são aplicadas nesses casos mesmo em aquisições realizadas entre empresas autorizadas a operar na ZPE. [§]Para a venda no mercado interno dos produtos industrializados por empresa beneficiária do regime jurídico das ZPEs, será necessário o pagamento de Imposto de Importação, IPI, Cofins-Importação PIS/Pasep-Importação, AFRMM e as demais tributações incidentes na operação de venda.

Ademais, também serão permitidas, sob as condições previstas nas legislações específicas, outros benefícios fiscais. Por exemplo, o benefício referente às áreas da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), previsto na Lei Complementar nº 125/2007, nas quais há a redução de 75% do IRPJ e, em nível estadual e municipal, referente à ZPE Ceará, onde também há a isenção de 75% do ICMS próprio, gerado na produção industrial, por 10 anos (SISCOMEX, 2024; ZPE CEARÁ, 2024d; ALMEIDA, 2019).

Internacionais

A disponibilidade de linhas de financiamento e investimentos internacionais desempenha um papel fundamental na promoção de projetos de H₂BC no Brasil. Diante desse contexto, destacam-se iniciativas e programas conduzidos por instituições internacionais, multilaterais ou não, que visam apoiar e impulsionar o enorme potencial de desenvolvimento da cadeia produtiva do hidrogênio renovável em países com vocação para a sua produção, como o Brasil.

Programa Internacional de Ramp-up de Hidrogênio do BMWK

O Ministério Federal para Assuntos Econômicos e Proteção Climática da Alemanha, abreviado como BMWK, atua com programas de incentivo ao hidrogênio.

O Programa Internacional de *Ramp-up* de Hidrogênio do BMWK (H2Uppp) tem como objetivos identificar, preparar e acompanhar a implementação de projetos para a produção e o uso de aplicações de H₂V e derivados, em conjunto com os países parceiros, bem como aumentar a conscientização e transferir conhecimentos para o desenvolvimento de iniciativas. Para isso, o H2Uppp trabalha por meio de parcerias públicas e privadas ao longo de toda a cadeia de valor do hidrogênio, da comunicação e promoção de eventos em negócios, da análise de demandas do setor privado, de análises financeiras e do apoio ao financiamento a projetos do setor privado.

Sendo assim, o Programa apoia as pequenas e médias empresas na identificação, preparação e implementação de projetos-piloto para a produção e utilização de H₂V, especialmente em países em desenvolvimento e emergentes, utilizando o *know-how* tecnológico alemão e europeu. Neste sentido, a Sociedade para a Cooperação Internacional GmbH (GIZ) foi contratada para implementar esse programa de financiamento, que exige o envolvimento de empresas alemãs e uma participação própria dessas companhias de, pelo

menos, 50%. O financiamento público mínimo é de € 100 mil e pode chegar a até € 2 milhões (BMWK, 2023).

Banco Mundial

O Banco Mundial também apresentou destaque no financiamento e investimentos na cadeia de hidrogênio. Em setembro de 2023, a Comissão de Financiamentos Externos (Cofix), que integra o MDIC, aprovou um financiamento do Banco Mundial de US\$ 90 milhões para o CIPP S.A. O recurso será utilizado para a realização das obras de infraestrutura necessárias para receber o *Hub* de Hidrogênio Verde. O CIPP, por sua vez, irá entrar com uma contrapartida no valor de US\$ 10 milhões.

Em 30 de junho de 2023, o Conselho Administrativo do CIF já havia aprovado um plano de US\$ 70 milhões para apoiar a flexibilidade da rede para a integração de energia limpa no Brasil, sendo US\$ 35 milhões para os projetos no Complexo do Pecém. Esse recurso, todavia, ainda será analisado pela Cofix. O investimento destina-se à implantação de infraestruturas compartilhadas e a um *hub* de capacitação e inovação para a cadeia do H₂V na região do Pecém, fortalecendo a educação e fomentando a inovação na localidade.

Banco Interamericano de Desenvolvimento

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) planeja incrementar a sua concessão de créditos em US\$ 20 bilhões nos próximos 10 anos. Destaca-se que a instituição já possui experiências com o financiamento para projetos de hidrogênio. Pode-se citar, por exemplo, cooperações técnicas para o estudo e desenvolvimento de políticas nacionais, em países como Trinidad e Tobago, Chile, Honduras e Costa Rica (BID, 2020; 2021; 2022; 2023b).

De acordo com BID (2023a), o Banco também concedeu um empréstimo de US\$ 400 milhões, em junho de 2023, para a implantação, no Chile, de um projeto para produção de H₂V para exportação. O empréstimo aprovado foi a segunda operação de crédito no âmbito da Linha de Crédito Condicional para Projetos de Investimento (CCLIP) de US\$ 1 bilhão para produtividade e desenvolvimento sustentável no Chile. O financiamento tem prazo de reembolso de 24 anos, período de carência de 6,5 anos e taxa de juros baseada na *Secured Overnight Financing Rate* (SOFR).

Observa-se que os financiamentos e empréstimos internacionais podem desempenhar um papel significativo no desenvolvimento da cadeia de H₂BC no Brasil.

Global Gateway e Latin America Investment Facility

Desde o seu início, o Banco Europeu de Investimento já assinou 15 contratos *Global Gateway* na América Latina e no Caribe. O Banco apoia as prioridades da UE nos países da região, financiando projetos de investimento dos setores público e privado, através de (EIB, 2023a):

- Financiamento, com empréstimos a médio e longo prazo em condições atrativas e outros produtos de financiamento, tais como garantias, instrumentos de financiamento alternativos aos empréstimos e tomadas de participação.
- Combinação de recursos (*blending*), já que, através de uma parceria com a Comissão Europeia, o Banco combina os seus empréstimos com subvenções.
- Serviços de consultoria, tanto administrativos, como de gestão de projetos para facilitar o investimento.

No Brasil, o BEI apoia alguns projetos, como: i) € 200 milhões ao Sicredi, para investimentos em energia solar de pequenas e médias empresas e famílias; e ii) € 300 milhões ao Banco Santander (Brasil), para investimentos na produção de energia solar em pequena escala. Todavia, não foram encontrados exemplos no âmbito de projetos de hidrogênio.

Ainda no âmbito do *Global Gateway*, o princípio do mecanismo de financiamento misto (*blending*) fora da UE consiste em combinar o financiamento a longo prazo de instituições financeiras elegíveis, como o BEI, com o financiamento de subvenções do bloco e atrair empréstimos ou investimentos de capital de autoridades públicas e financiadores privados.

O *blending* aplicável ao caso do Brasil é a *Latin American Investment Facility* (LAIF), que visa mobilizar financiamento para grandes projetos de infraestrutura e desenvolvimento, combinando subvenções da UE e outros instrumentos financeiros com recursos de instituições europeias e regionais, governos e setor privado (EIB, 2023b). Desde o seu lançamento, em 2010, a LAIF financiou 46 projetos, totalizando € 386 milhões de recursos não-reembolsáveis e € 8,56 bilhões de financiamento total mobilizado.

Horizon Europe

As iniciativas no Brasil não são automaticamente elegíveis para o Pilar II do *Horizon Europe*. No entanto, podem receber financiamento se: i) é explicitamente identificado no programa de trabalho e na chamada à apresentação

de propostas como elegível para financiamento; ou ii) a autoridade que concede o auxílio considera que a sua participação como beneficiário é essencial para a execução do projeto.

A *Eureka GlobalStars* é um exemplo de chamada que esteve aberta para projetos no Brasil até abril de 2024, no tópico cooperação científica internacional, consistindo no financiamento para projetos colaborativos de pesquisa e desenvolvimento liderados pela cooperação entre o Brasil e parceiros europeus.

Banco KfW

O *KfW Development Bank*, banco de desenvolvimento alemão, promove o uso de fontes de energia renovável, como energia solar e eólica, para atender à crescente demanda por energia limpa e tecnologias PtX. Além disso, o Banco apoia programas de desenvolvimento em todo o mundo, especialmente na África, na Ásia, na América Latina e no Sudeste Europeu (KfW, 2023a).

Em 2022, o Banco lançou a primeira plataforma do mundo (*PtX Platform*) para financiamento personalizado de infraestrutura para H₂V e seus derivados. Com opções diversas de financiamento para projetos PtX de grande escala fora da Europa, a plataforma oferece uma solução de financiamento integrada a partir de uma única fonte. Com a plataforma, o Banco prevê investimentos próprios e de sua subsidiária, a *Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft* (DEG), em projetos para produção, transporte, armazenamento, uso e processamento de hidrogênio, com foco em países emergentes (KfW, 2022).

O financiamento engloba toda a cadeia de valor do hidrogênio, incluindo, inclusive, a geração de energia a partir de fontes renováveis e derivados, como a amônia. Os recursos da plataforma são provenientes de dois fundos alemães, o *PtX Development Fund* e o *PtX Growth Fund*, e do próprio Banco e de suas subsidiárias, podendo utilizar qualquer mecanismo de financiamento que seja necessário, como *grants*, empréstimos, *equity*, geração de dívida e financiamento de mezanino (KfW, 2023b). A Figura 4.6 apresenta um esquema do processo de financiamento na Plataforma PtX.

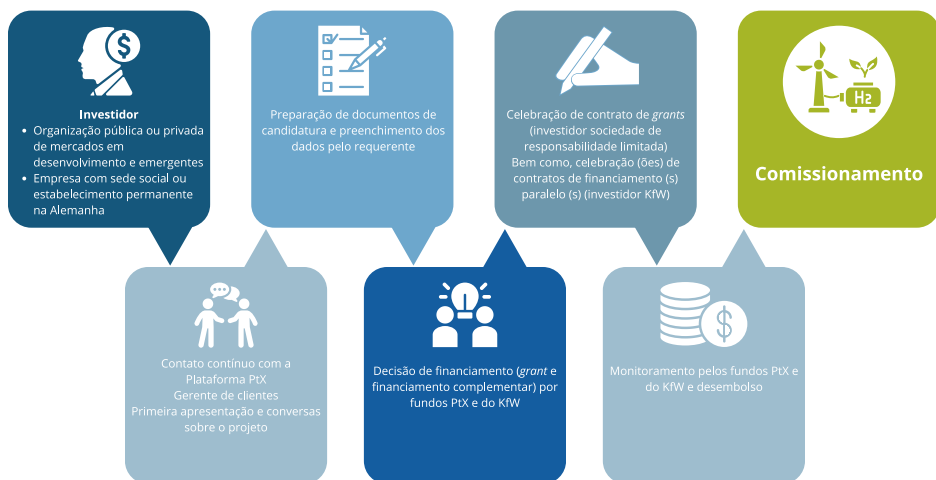


Figura 4.6. Esquematização do processo de financiamento na Plataforma PtX.

Fonte: KfW (2023c).

Além desse programa específico para hidrogênio, o Banco reafirma o seu compromisso com a disponibilização de linhas de créditos verdes gerais. Caso o projeto seja desenvolvido com um agente do setor privado, é necessária a realização do financiamento através da DEG. Um dos focos do instituto é o investimento no desenvolvimento dos setores energético e de infraestrutura, incluindo, aqui, o hidrogênio (KfW-DEG, 2023).

Se o projeto for desenvolvido com um agente do setor público, o financiamento é principalmente realizado através do próprio Banco e permite a concessão de *grants* e empréstimos a condições especiais e juros baixos, segundo as condições estabelecidas pela *International Development Association* (IDA), ou mesmo créditos de fomento e desenvolvimento.

O KfW *Development Bank* mantém uma parceria com o Brasil para apoiar diversas iniciativas em várias frentes, com destaque para energias renováveis, eficiência e segurança energética (KfW, 2023d). Neste sentido, o Banco tem apoiado o Brasil na diversificação de sua matriz energética, aumentando a parcela de energia gerada a partir de fontes renováveis, como eólica e solar (KfW, 2023c). O Banco está trabalhando, ainda, em colaboração com o BNDES para promover eficiência energética, o que inclui a concessão de subsídios para um fundo garantidor inovador que financia projetos de eficiência energética para pequenas e médias empresas (KfW, 2023d).

Observa-se que o Banco recebe recursos de várias fontes, incluindo o orçamento federal alemão e seus próprios fundos, utilizados em projetos de

desenvolvimento em países parceiros. Os instrumentos financeiros utilizados pelo Banco incluem (KFW, 2023d):

- Fundos orçamentários, fornecidos na forma de doações ou empréstimos de baixo juro.
- Empréstimos que compreendem uma mistura de fundos orçamentários e fundos do Banco (empréstimos de desenvolvimento).
- Empréstimos estendidos à taxa de mercado em vigor, compostos exclusivamente por fundos do Banco (empréstimos promocionais).

A escolha do instrumento financeiro depende de fatores como a situação econômica do país parceiro, o seu nível de endividamento, o seu status de desenvolvimento e as condições no setor sendo promovido. As doações geralmente são fornecidas a países menos desenvolvidos e não precisam ser reembolsadas (KFW, 2023d).

O Banco também gerencia e apoia projetos de desenvolvimento envolvendo a entrega de contribuições financeiras em nome de outros doadores bi ou multilaterais por meio de mandatos, como a Comissão Europeia, o governo austríaco e a *Agence Française de Développement* (AFD). Destaca-se que a combinação de fundos de vários doadores permite a implementação de projetos maiores (KFW, 2023d).

Considerações

A estruturação de projetos relativos às novas cadeias produtivas, como é o caso do hidrogênio, representa um grande desafio não só para o Brasil como para outros países que têm a intenção de atuar nesse mercado. Esse desafio inclui o investimento em projetos de PD&I para o desenvolvimento de novas tecnologias, a fabricação de sistemas e equipamentos, a implantação do parque fabril, não só para os novos equipamentos, como para a produção do hidrogênio e seus derivados, o armazenamento e o transporte. Há, ainda, os investimentos necessários à obtenção de insumos para a produção do H_2BC , como energia elétrica renovável e água, no caso da eletrólise, hidrocarbonetos para a obtenção dos derivados, além da conversão dos usuários finais e do desenvolvimento de políticas públicas e de processos de normatização e certificação, dentre outros.

Por se tratar de uma indústria nascente, existe uma dificuldade de viabilização, considerando os altos custos de CAPEX e de OPEX, comparativamente com outros recursos energéticos substitutos. Toda a cadeia de valor requer investimentos que demandam suporte financeiro incentivado, o que

inclui, nos momentos iniciais, recursos não exigíveis e aporte de capital pelos empreendedores.

Destaca-se que o Brasil conta com órgãos reguladores e bancos de fomento experientes no desenho de arcabouços regulatórios e com condições de financiamento apropriadas ao incentivo à estruturação de projetos em setores com tecnologia em desenvolvimento. Esses instrumentos permitiram e apoiaram a implantação de projetos inovadores, como aqueles relacionados às energias eólica e solar, e poderão ser utilizados nas iniciativas da cadeia de hidrogênio.

No que diz respeito à estruturação de projetos referentes à cadeia produtiva do hidrogênio, é possível notar que, atualmente, as iniciativas no Brasil vêm ocorrendo de forma aderente ao que foi exposto neste capítulo. Neste sentido, pode-se verificar que projetos-piloto de produções de hidrogênio estão sendo implantados com o suporte de recursos de PD&I da ANEEL, além de aportes de recursos pelos investidores ou outros *stakeholders*, no modelo *blended finance*.

Por outro lado, projetos de eletrólise de porte superior a 10 MW deverão ser suportados por um *mix* de recursos próprios e financiamento de *concessional funds* (BNDES, FINEP, BNB e BRDE), além de aportes ou financiamentos atrelados à tecnologia utilizada, com incentivos que estão sendo propostos nas políticas públicas já existentes e naquelas atualmente em discussão.

Verifica-se, por fim, a intenção de construção de *hubs* de hidrogênio no Ceará (Porto de Pecém), na Bahia (Polo de Camaçari), em Pernambuco (Porto de Suape), no Rio de Janeiro (Porto de Açu) e no Espírito Santo (Porto Central). Registra-se que esse modelo, elencado como meta no PNH2 e enfatizado como importante pelo DOE, representa uma oportunidade de reunir o financiamento à produção, ao processamento, à distribuição, ao armazenamento e ao uso final do hidrogênio em uma mesma estrutura de projeto. Porém, até o momento, há apenas parcerias e memorandos de entendimento com empresas privadas. Sendo assim, o desenvolvimento de instrumentos financeiros e de políticas públicas poderiam ser relevantes para a efetiva tomada de decisão de implantação desses projetos.

O Mercado de Hidrogênio Verde

Ana Carolina Chaves

Eduardo Serra

Igor Julião

Kalyne Brito

Luiza Masseno

Mauricio Moszkowicz

Contextualização

O Brasil apresenta um vasto potencial em energias renováveis, assim como de produção e utilização de H_2BC . Tais oportunidades são capazes de contribuir para o atingimento de metas de descarbonização em diferentes segmentos da atividade econômica, além de auxiliar na melhoria dos indicadores de sustentabilidade de grandes indústrias instaladas no país e comprometidas com práticas a agenda ambiental, social e de governança (ESG, em inglês). Concomitantemente, o avanço de mecanismos de precificação de carbono e de taxaço de importações com alta pegada de carbono, como as previstas na UE, impulsiona o interesse e a necessidade de utilização do H_2BC , de forma a descarbonizar os processos produtivos e manter os produtos brasileiros competitivos nos mercados externos.

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), publicado em 2023, o setor de transportes foi o maior responsável pelas emissões do setor energético, correspondendo a 51% das mesmas. Na sequência, se encontra o setor industrial, com cerca de 17% das emissões (EPE, 2024). Por sua vez, a sexta edição do relatório do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), referente às estimativas anuais de emissões de GEE, indica que os maiores emissores no setor industrial são as indústrias siderúrgicas, de cimento e de produtos químicos, correspondendo a cerca de 52%, 23% e 8%, respectivamente. É importante acrescentar que, em termos de emissões globais no

país, a repartição das emissões de GEE seriam fortemente impactadas pelas contribuições provenientes de mudanças no uso da terra e agropecuária (48%), seguidas pelos segmentos de energia (18%), processos industriais (3%) e de resíduos (3%) (MCTI, 2022). A Figura 5.1 apresenta a distribuição das emissões de GEE restritas apenas no setor energético.

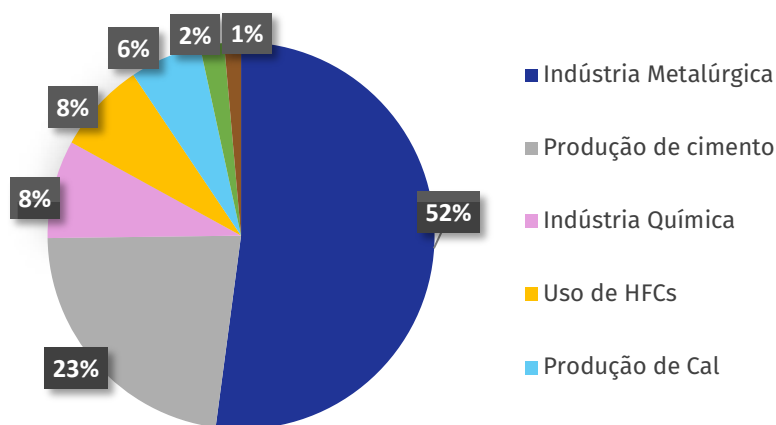


Figura 5.1. Distribuição de emissões de GEE no setor energético.

Fonte: Adaptado de MCTI (2022).

Posto isto, o presente capítulo analisa os setores demandantes e potencialmente demandantes de H_2 BC no mercado interno, especialmente na indústria e nos transportes. Desta forma, procura-se sistematizar dados e parâmetros para tomadas de decisão que visem identificar as melhores práticas, novas arquiteturas de negócios, oportunidades de investimento e estratégias para a integração do H_2 V no setor energético nacional.

Setores Consumidores de Hidrogênio de Baixo Carbono: Mercados Potenciais e Iniciativas

Atualmente, a produção de H_2 no Brasil provém majoritariamente da reforma do gás natural, com alta emissão de CO_2 , conhecido como hidrogênio cinza. Os setores de refino de petróleo e de síntese de amônia utilizada na fabricação de fertilizantes nitrogenados foram, em 2021, os principais mercados para o H_2 , conforme mostra a Figura 5.2.

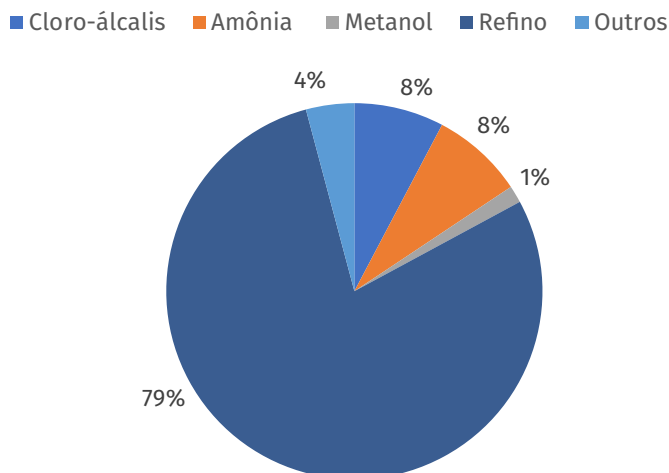


Figura 5.2. Consumo estimado de H₂ no Brasil por setor em 2021.

Fonte: Moszkowicz *et al.* (2023), EPE (2022) e AHK-Rio (2021).

Apesar de menos significativo, o H₂ também é consumido na indústria de cloro-álcalis e em outros segmentos, como no setor siderúrgico e no setor elétrico como gás refrigerante (AHK-RIO, 2021).

O uso do hidrogênio no setor petroquímico e na síntese de fertilizantes nitrogenados são aplicações convencionais, que utilizam o H₂ produzido pela reforma a vapor do gás natural, o que ocorre principalmente nas refinarias da Petrobrás. Apesar da fabricação de fertilizantes nitrogenados também ser uma aplicação convencional, no Brasil, a sua demanda é atendida majoritariamente por importações. As fábricas brasileiras de fertilizantes nitrogenados ficaram ociosas por muitos anos, devido aos altos preços internos do gás natural e à concorrência com a ureia importada, que possui baixo custo no mercado (GOMES *et al.*, 2024).

As refinarias, as empresas de gases industriais e a indústria de cloro-álcalis são os agentes econômicos responsáveis pela produção de H₂. Entre 2015 e 2021, a produção anual média nacional de H₂ foi de cerca de 492,4 mil toneladas. Dentre as 19 refinarias de petróleo autorizadas a operar no país, 11 possuem unidades de geração de H₂, sendo a Petrobras a maior produtora e consumidora do vetor energético no país. As refinarias responderam por aproximadamente 79% da produção e as indústrias de gases por apenas 5% do total (AHK, 2021; PIA-IBGE, 2023; EPE, 2022).

Diante disso, pode-se afirmar que os primeiros consumidores de H_2 BC seriam as refinarias e os produtores de fertilizantes nitrogenados, seguidos, em menor escala, por aplicações industriais, as quais serão analisadas ao longo das próximas seções.

Setor Petroquímico

O setor petroquímico é o maior consumidor de H_2 no Brasil, sendo a Petrobrás a maior produtora e consumidora do vetor energético. Em 2020 e 2021, a produção de H_2 nas refinarias foi de aproximadamente 300 mil toneladas por ano (EPE, 2022), sendo que cerca de 56% do parque de refino no Brasil está localizado na Região Sudeste, seguida pelas Regiões Nordeste (23%) e Sul (19%) (AHK-RIO, 2021). Assim, o H_2 produzido e consumido nas refinarias a partir do gás natural poderia ser substituído por H_2 BC, contribuindo para a redução das emissões no setor e na própria empresa. A Petrobrás já se comprometeu a reduzir a intensidade de GEE no refino dos atuais 37,9 kg de CO_2 equivalente por tonelada ponderada de complexidade¹ (kg CO_{2-e} /CWT) para 30 kg CO_{2-e} /CWT até 2030, por meio de otimização e melhorias no desempenho energético (PETROBRÁS, 2024).

Em 2024, a Petrobrás anunciou, em seu Plano Estratégico 2024–2028, investimentos de US\$ 102 bilhões, dentre os quais prevê a implantação de novas unidades de hidrotreatamento (HDT), com o consequente aumento do consumo de H_2 . Além disso, a empresa prevê destinar US\$ 11,5 bilhões para projetos de baixo carbono, dos quais US\$ 300 milhões serão direcionados para tecnologias de H_2 e de CCUS. A empresa também pretende destinar recursos para projetos de PD&I relativos ao H_2 (verde, azul e geológico), às tecnologias de armazenamento e transporte, bem como para a síntese de amônia sustentável (PETROBRÁS, 2024).

O planejamento da Petrobrás prevê a substituição gradual do H_2 cinza por H_2 produzido a partir do biogás, do etanol ou de eletrólise da água (PETROBRÁS, 2024; RUDDY, 2023), bem como avaliar, via projetos de PD&I, a produção de combustíveis sintéticos, como e-metanol e SAF (PETROBRÁS, 2024).

Em abril de 2024, a Petrobrás iniciou estudos para avaliar rotas para a descarbonização da Refinaria de Lubrificantes e Derivados no Nordeste (Lubnor), localizada em Fortaleza, a 51 km do Porto de Pecém. O objetivo é

¹ É uma metodologia desenvolvida pela *Solomon Associates* e pela *Association of European Oil and Gas Refining Distribution Companies*. O CWT de uma refinaria considera uma carga equivalente à destilação em termos de potenciais emissões de GEE, dadas as diferentes unidades de processo e respectivas cargas processadas em uma refinaria. Isto possibilita a comparação das emissões de refinarias com diferentes tamanhos e complexidades (PETROBRÁS, 2022).

alcançar a neutralização total das emissões absolutas da refinaria e a substituição do gás natural por biometano seria utilizada para a produção de H_2 (PETRONOTÍCIAS, 2024).

Observa-se, a partir do seu plano estratégico e de outras iniciativas já anunciadas, que o principal interesse da Petrobras é no sentido de produzir o H_2BC que será consumido nos seus processos industriais.

Setor Siderúrgico

O Brasil é o maior produtor de aço da América Latina e o 9º maior do mundo, com uma capacidade instalada de 51 Mt/ano. A produção de aço no país é distribuída em 10 estados, com maior concentração em Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo. Atualmente, 12 grupos empresariais se destacam no país, embora 90% da produção seja realizada por apenas seis empresas: Arcelor Mittal, Gerdau, Ternium, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), Usiminas e Companhia Siderúrgica do Pecém (CSP) (INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2022). Destaca-se que, em 2023, a Arcelor Mittal adquiriu a CSP e, portanto, dispõe de uma unidade instalada no Porto de Pecém (ARCELOR-MITTAL, 2023). A Gerdau também está presente no Porto de Pecém desde a aquisição da Siderúrgica Latino Americana (Silat), em 2020 (GERDAU, 2020).

O setor siderúrgico é o maior emissor de CO_2 no setor industrial brasileiro, sendo responsável por 1,5 tonelada de CO_2 por tonelada de aço produzido (INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2022; INSTITUTO DO AÇO BRASIL, 2022). No entanto, do ponto de vista estratégico, ressalta-se que as emissões do setor siderúrgico brasileiro se situam abaixo da média dos grandes países produtores em escala mundial.

A descarbonização na indústria siderúrgica requer investimentos de vulto em infraestrutura de produção, dentre as quais se encontram a implantação de instalações de geração de energia, de produção local e/ou de transporte de H_2 , de captura de carbono, além de reforço em instalações de transmissão de energia elétrica, dependendo da tecnologia a ser adotada. Embora não existam ações concretas no Brasil para a produção do aço verde, há consenso quanto à oportunidade de serem iniciados estudos de aproveitamento das potencialidades brasileiras, dentre as quais se destacam as reservas minerais, as fontes renováveis de energia, e a extensa área plantável de florestas para produção de carvão verde, visando atender a um mercado ávido por produtos com baixa pegada de carbono.

Portanto, torna-se relevante ao país adotar medidas assertivas que busquem a redução das emissões nesse setor, de forma a competir no mercado

global, especialmente com a aprovação eminente do CBAM pelo conjunto dos países que compõem o bloco europeu.

Apesar da Europa não ser o principal destino das exportações brasileiras de aço, em 2022, houve um aumento extemporâneo de 830% nas exportações para o continente devido à redução da oferta de aço exportado pela Rússia, em decorrência da invasão da Ucrânia (GOMES *et al.*, 2024).

O CBAM está na sua fase de implantação, sendo aplicado inicialmente a produtos cuja produção é intensiva em carbono e que apresentem risco significativo de fuga, dentre os quais se encontram o cimento, o ferro e o aço, o alumínio, fertilizantes, a eletricidade e o próprio H₂ (EUROPEAN COMMISSION, 2024). Assim, se o Brasil pretende continuar exportando aço para a Europa, deverá atender aos requisitos do CBAM.

Em linhas gerais, o aço primário é produzido a partir de dois processos: pela rota integrada que envolve um alto-forno combinado a um forno básico de oxigênio (BF-BOF) ou a um EAF, como mostra a Figura 5.3. Na primeira rota, o carvão é convertido em coque através do aquecimento a altas temperaturas na ausência de oxigênio. O coque é utilizado como agente redutor do minério de ferro no alto-forno, resultando no ferro líquido (ferro-gusa). Na sequência, em um forno de oxigênio (*Basic Oxygen Furnace* – BOF), o ferro gusa juntamente com sucata de aço e na presença de oxigênio, promove a redução do carbono em excesso e produz o aço líquido para posterior processamento (MUSLEMANI, 2023).

Um processo alternativo ao BF-BOF é efetuar a redução direta do minério de ferro (*shaft furnace*) em um processo denominado de DRI, com utilização de gás natural, gás de síntese (syngas) e/ou de H₂ cinza (MUSLEMANI, 2023). Nessa rota de produção, o H₂V pode substituir o gás natural como matéria-prima de entrada para o processo de DRI, em combinação com o emprego de fornos elétricos a arco (EAF), utilizando energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Observa-se que cerca de 25% do aço produzido no Brasil é pelo processo EAF.

O H₂V também pode ser utilizado na produção de ferro briquetado a quente (HBI). Nesse processo, utiliza-se o H₂V como agente redutor em substituição ao gás natural, convertendo o minério de ferro em ferro-esponja, de modo a contornar, desta forma, a rota tradicional do alto-forno, que depende de coque ou carvão (GOMES *et al.*, 2024).

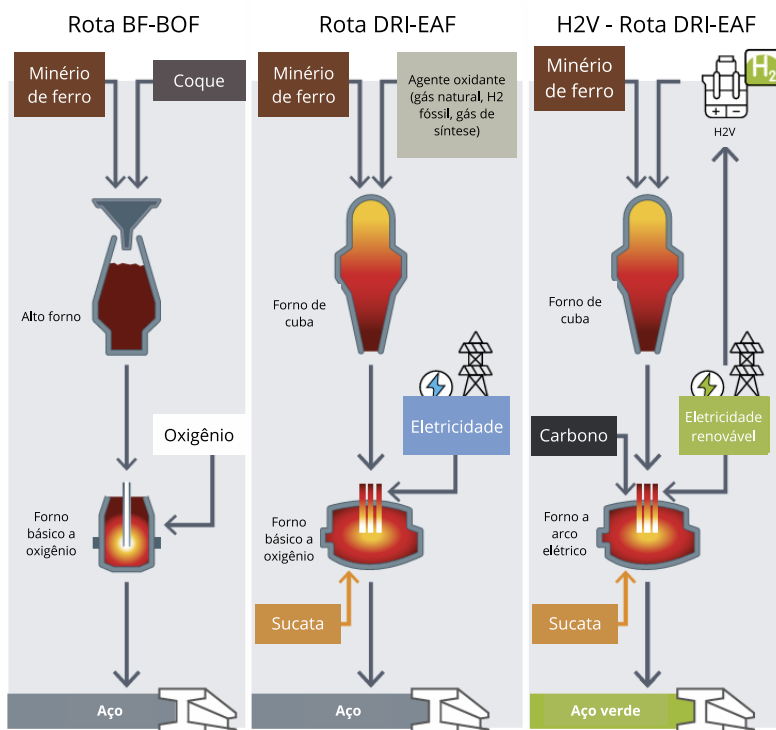


Figura 5.3. Principais rotas para a produção de aço.

Fonte: IRENA (2022a).

Existem iniciativas no Brasil de implantação de unidades piloto de produção de HBI, inicialmente previstas para serem conduzidas no exterior, porém com possibilidade de, futuramente, dispor de instalações no país (VALE, 2023). Ressalta-se que a maioria das siderúrgicas brasileiras está comprometidas com a redução das emissões e, portanto, existe a oportunidade de ampliar o emprego do H₂ na descarbonização do setor siderúrgico nacional (ABREU, 2023).

Setor de Cimento

O setor de cimento representa um componente indispensável para a indústria de construção civil mundial, porém constitui uma cadeia produtiva altamente energo-intensiva com elevadas emissões de GEE. Em 2021, o Brasil situava-se como o 6º maior produtor e consumidor de cimento do mundo e o 2º das Américas, ficando atrás apenas dos EUA, com uma capacidade produtiva de 94 Mt/ano.

O parque industrial brasileiro desse insumo possui 93 plantas de produção, distribuídas por todas as regiões do país, como mostra a Figura 5.4. Nota-se que as plantas estão concentradas nas regiões litorâneas devido à maior concentração populacional e ao consequente mercado consumidor (SNIC, 2023). Dentre os grupos industriais presentes no setor, se destacam: Votorantim, Mizu, CSN e Intercement.

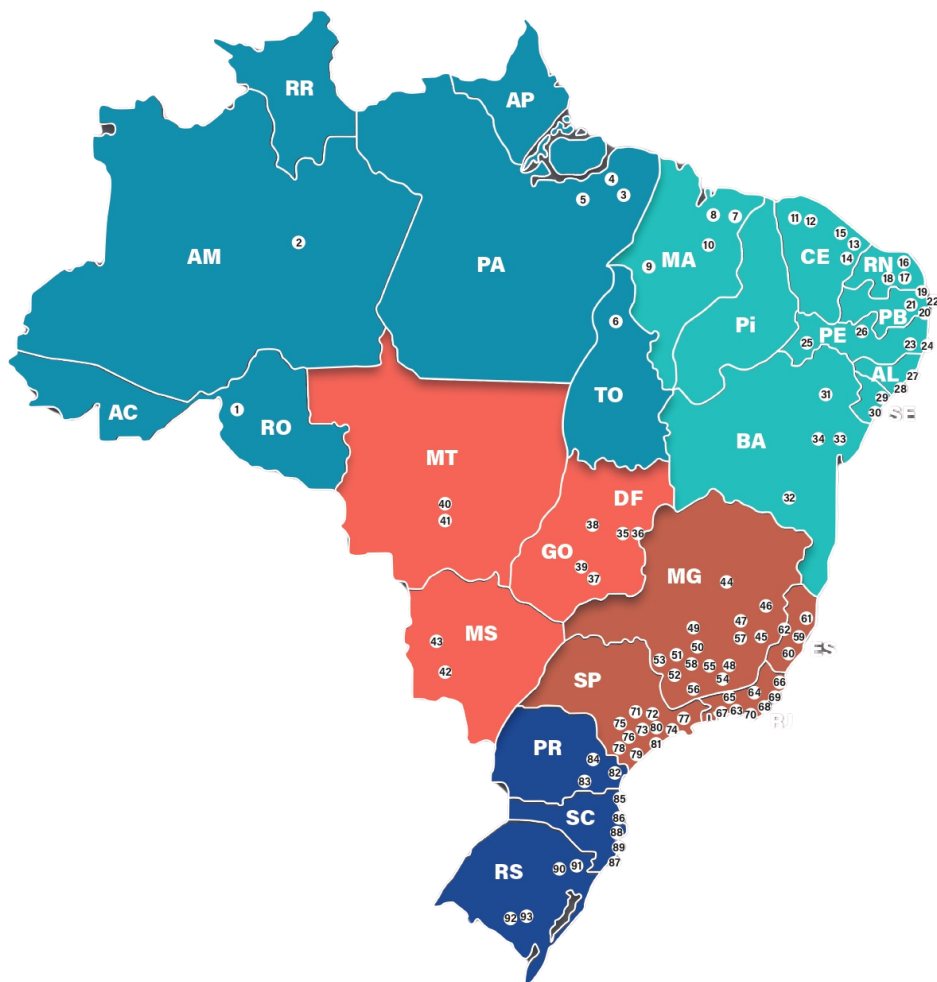


Figura 5.4. Fábricas de cimento no Brasil.

Fonte: SNIC (2023).

A produção de cimento é responsável por aproximadamente um quarto das emissões de GEE totais dos processos industriais, ficando atrás apenas da indústria siderúrgica (MCTI, 2022). As emissões, por sua vez, estão associadas principalmente à produção do clínquer², assim como ao emprego de combustíveis fósseis, utilizados como fonte de energia elétrica e térmica para os processos industriais (TEIXEIRA, MENDES, *et al.*, 2022). No Brasil, as emissões segmentadas por processos na indústria de cimento são 36% na queima de combustíveis e 63% na calcinação para a produção do clínquer (SNIC, 2019).

A Figura 5.5 apresenta as etapas do estado-da-arte na produção de cimento, compreendendo um forno para o processo via seca, um pré-calcinador, pré-aquecedores de ciclones de múltiplos estágios e um forno rotativo para produção de clínquer. Dentre essas etapas, as principais fontes de emissão são aquelas nas quais ocorrem a decomposição química do calcário, produzindo CO₂, e a queima de combustíveis para atingir as altas temperaturas necessárias para as reações de formação do clínquer (SNIC, 2019).

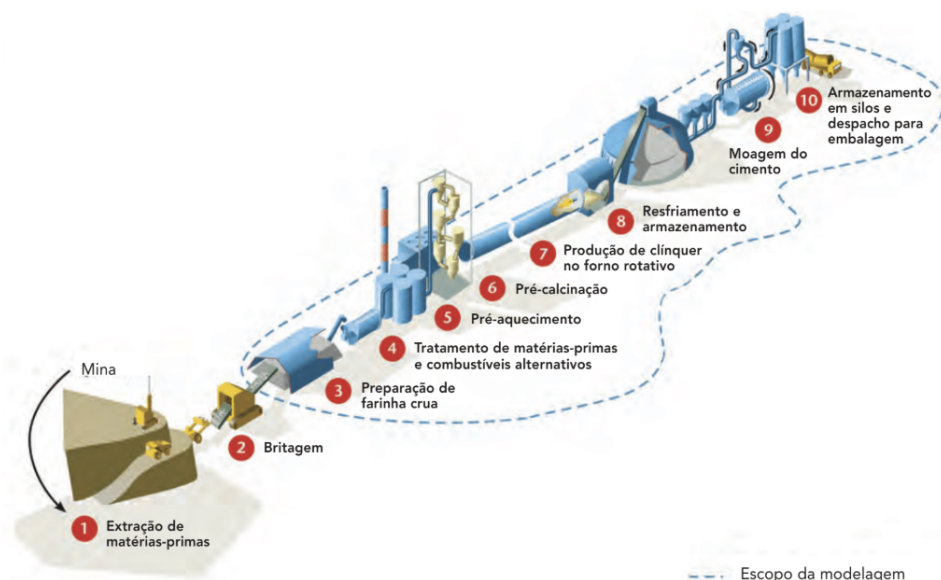


Figura 5.5. Processo de fabricação do cimento.

Fonte: SNIC (2019).

2 O clínquer é um material sinterizado obtido a partir da calcinação de uma mistura composta por calcário, argila e outros compostos, em forno rotativo em temperaturas elevadas.

Portanto, dentre as possíveis estratégias de descarbonização do processo produtivo do cimento, se destacam os ganhos de eficiência elétrica e térmica, a substituição do clínquer e a geração de calor útil com baixa ou nenhuma emissão de GEE (SNIC, 2019). Neste último caso, a utilização de combustíveis alternativos, como o H_2BC , se torna uma possibilidade.

Um exemplo de uso do hidrogênio na fabricação do cimento que deve ser mencionado é a experiência em curso pela CSN com o emprego da tecnologia *Ultimate Cell® Continuous Combustion* (UC3). Desde 2020, a empresa utiliza essa tecnologia em sua fábrica de cimentos, a qual consiste na injeção controlada de H_2 e O_2 para otimizar a combustão no processo produtivo, com a redução do uso de combustíveis fósseis (coque de petróleo), o aumento da produtividade do forno, a redução do consumo de energia elétrica e a redução em cerca de 5% das emissões de CO_2 por tonelada de clínquer produzido (UTIS, 2022).

Vale ressaltar que, na área industrial do Complexo Industrial e Portuário do Pecém, foram identificadas quatro empresas pertencentes ao setor cimenteiro (CIPP, 2024a), sendo elas Apodi, Votorantim Cimentos, Mizu Cimentos e Polimix Concreto. A Apoli anunciou a instalação de duas unidades de produção de H_2 , a partir de eletrólise, com os objetivos de aumentar a eficiência térmica do processo produtivo e de diminuir a utilização de combustíveis fósseis (APODI, 2023). Por sua vez, a Votorantim anunciou que almeja atingir a neutralidade em carbono em seus processos produtivos de cimento até 2050. No momento, esta empresa procura substituir a utilização de combustíveis fósseis nos fornos de produção de cimento por biomassa e resíduos sólidos urbanos (CHIAPPINI, 2021).

De acordo com o relatório *Roadmap: Net Zero*, publicado conjuntamente pela Associação Brasileira de Cimento Portland (ABCP) e pelo Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (SNIC), há consenso na indústria cimenteira quanto à importância da descarbonização do setor e diversas empresas apostam na substituição dos combustíveis fósseis para atingir suas metas no horizonte de 2050 (ABCP e SNIC, 2024).

Fertilizantes (amônia)

O Brasil é responsável por cerca de 8% do consumo global de fertilizantes, ocupando a quarta posição, atrás apenas de China, Índia e Estados Unidos. Apesar de ser um dos maiores consumidores, mais de 80% da demanda por fertilizantes no país é atendida por importações (BRASIL, 2023). O uso de H_2 na cadeia de fertilizantes está intimamente associado à produção de amônia, usada na síntese de fertilizantes nitrogenados.

Os fertilizantes são definidos como uma substância mineral ou orgânica, natural ou sintética, que fornece nutrientes para as plantas. Os nutrientes mais importantes são o nitrogênio (N), fósforo (P) e potássio (K), que misturados compõem as fórmulas NPK (BRASIL, 2023; SAE, 2021; MME e SGM TM, 2021). Já o ácido sulfúrico, o ácido fosfórico e a amônia anidra são componentes intermediários (MME, SGM TM, 2021). A Figura 5.6 apresenta a cadeia produtiva dos fertilizantes.

A Petrobrás já foi a maior produtora de amônia e ureia no Brasil, no entanto, em 2018, a empresa iniciou um processo de hibernação e arrendamento das suas fábricas de fertilizantes nitrogenados (AHK-RIO, 2021). Atualmente, no país, há apenas uma planta em operação, localizada em Cubatão, com produção de amônia e nitrato (GOMES *et al.*, 2024; BRASIL, 2023). Até 2023, encontravam-se em operação na Região Nordeste duas plantas com produção de amônia, ureia e sulfato de amônio. Existem, contudo, expectativas e negociações para a retomada de produção dessas unidades (CARTA CAPITAL, 2024).

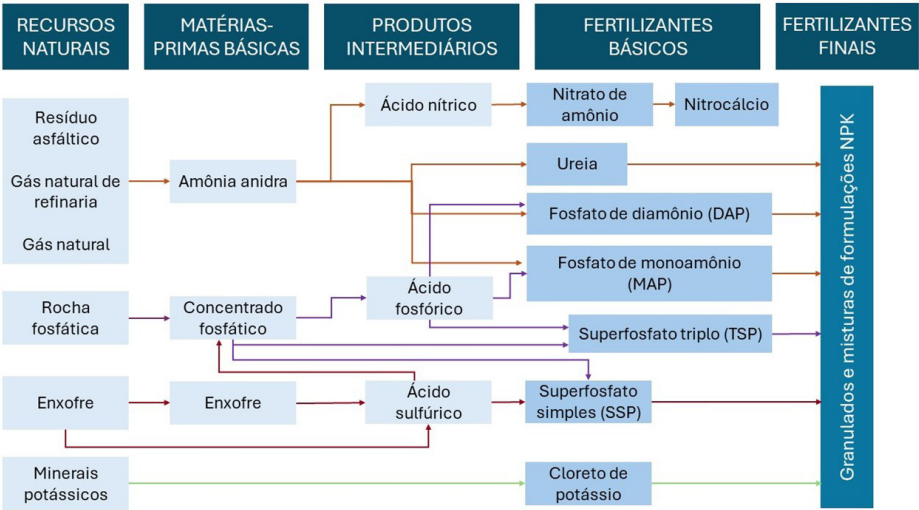


Figura 5.6. Cadeia produtiva dos fertilizantes.

Fonte: Adaptado de Brasil (2023).

Em situação semelhante de paralização das atividades, encontra-se uma unidade com capacidade de produção de amônia e ureia a partir de resíduos asfálticos. Os projetos para construção de novas fábricas de fertilizantes nitrogenados, previstos para instalação em Mato Grosso do Sul, Espírito Santo e Minas Gerais, estão paralisados (BRASIL, 2023). De acordo com o Plano Estratégico da Petrobras, havia a perspectiva de retomada da operação da

unidade Araucária Nitrogenados S.A (ANSA) ainda em 2024 e da construção da unidade de fertilizante nitrogenado (UFN) de Três Lagoas (PETROBRAS, 2023a), o que, consequentemente, poderia aumentar a produção de amônia no país.

Após a desativação das unidades existentes para a produção de fertilizantes nitrogenados e da própria amônia, as importações de ambos os insumos aumentaram consideravelmente. Em 2022, o Brasil importou 445 mil toneladas de amônia, o que representou o montante de US\$ 494 milhões FOB³, conforme apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Dados de produção, importação e exportação de amônia no Brasil.

Prod. Anual Média (2019-2021)	Importação (2022)	Valor da Importações (2022)	Exportações (2022)	Valor das Exportações (2022)
240 mil t	445 mil t	US\$ 494 milhões	98,8 mil t	US\$ 102 milhões

Fonte: Elaboração própria, com dados do ComexStat (2023), PIA-IBGE (2023) e MME e SGMTM (2021).

Mundialmente, a amônia é a segunda *commodity* química mais produzida em volume e aproximadamente 90% de toda a sua produção é consumida no local como matéria-prima para outros processos químicos (IRENA, 2022b). A amônia é produzida pelo processo Haber-Bosch, que consiste na reação química do H₂ com o nitrogênio capturado do ar. A síntese da amônia é um processo altamente poluente, uma vez que o H₂ utilizado é produzido por fontes fósseis. Vale ressaltar ainda que, da produção total de fertilizantes, cerca de 54% são produzidos com a amônia e representam 77% da demanda por este insumo. Assim, o uso de H₂V para síntese de amônia pode ser uma alternativa importante para a descarbonização dos fertilizantes (BNEF, 2024).

Adicionalmente à capacidade de promover a descarbonização dos usos finais da amônia, dentre os quais se destaca a produção de fertilizantes, a produção de amônia a partir do H₂V pode contribuir para a redução de emissões de GEE. Entre os benefícios associados, destacam-se a capacidade de atuar como meio de armazenamento de energia na forma líquida sob baixas pressões (10 – 15 bar) ou em estado refrigerado a -33 °C, sua utilização como combustível isento de carbono em células a combustível e motores de combustão interna, além de seu papel como eficiente carreador de hidrogênio (THE ROYAL SOCIETY, 2020).

No Brasil, destaca-se o Plano Nacional de Fertilizantes 2050 (PNF 2050), cujos objetivos englobam a implementação de políticas sustentáveis para aumentar a competitividade da produção e da distribuição de fertilizantes e,

³ Free on Board.

simultaneamente, reduzir a dependência externa desse insumo estratégico. O Plano estabelece metas, que incluem o aumento da capacidade nacional de produção de fertilizantes nitrogenados para 2,4 Mt/ano, até 2030, e o alcance de um patamar anual de 3,2 Mt, até 2050 (BRASIL, 2023). O Plano visa, também, tornar a cadeia produtiva de fertilizantes mais sustentável, estabelecendo metas para a diversificação das matérias-primas para a produção de fertilizantes nitrogenados, conectadas à cadeia do H₂V e do biometano. Ademais, o plano de ação contempla a meta de adição de 5% em massa de amônia verde equivalente por ano, a partir de 2027, visando chegar a 20%, em 2030 (BRASIL, 2023).

Além de atender o mercado interno, ressalta-se que a UE é um mercado importador relevante, que, somente em 2023, importou cerca de 2,4 Mt de amônia pura (anidra), por exportadores tradicionais, dentre os quais se destacam Trinidad e Tobago, Argélia, Rússia, Egito, EUA, Qatar e Arábia Saudita (WITS, 2023). Cada tonelada de amônia contém 176,5 kg de hidrogênio, o que representaria, neste caso, 423,6 mil toneladas de H₂. Destaca-se que, em 2023, outras 13 mil toneladas de amônia em solução aquosa foram exportadas para a UE, principalmente de Ásia, EUA, Noruega, Reino Unido e Turquia (WITS, 2023).

O Brasil tem potencial para se tornar um exportador do insumo químico, principalmente se for utilizado como um carreador do H₂. É importante destacar que, assim como no setor siderúrgico, as empresas que pretendem exportar hidrogênio, amônia e/ou fertilizantes para a UE terão que relatar trimestralmente à Comissão Europeia as emissões diretas e indiretas de GEE. Essa obrigatoriedade, que aumenta a competitividade entre os produtos químicos que incorporem H₂BC, entrará em vigor após a fase inicial do CBAM (EUROPEAN COMMISSION, 2024).

Até a publicação deste livro, algumas iniciativas brasileiras para a produção de amônia verde já haviam sido anunciadas. A título de exemplo, o governo do Ceará firmou uma parceria com o Porto de Roterdã para a criação de um corredor de H₂V entre o Porto de Pecém e o de Roterdã, de forma a viabilizar a sua exportação tendo a amônia como carregador (FALCÃO, 2023). Com base nessa oportunidade, foram firmados memorandos de entendimento e pré-contratos para a produção de H₂V e de amônia (CIPP, 2024b).

Considerando essa dinâmica associada à retomada da produção de amônia verde, o Brasil tem oportunidades para reduzir a dependência externa e viabilizar a produção de fertilizantes nitrogenados verdes com potencial competitivo para atender o mercado interno e externo (CASTRO, BRITO e MASSENO, 2024).

Metanol

O metanol é um produto amplamente utilizado na indústria química para a síntese de álcoois pesados, gasolina, biodiesel e outros produtos químicos complexos. Estima-se que, em 2021, a produção global de metanol foi de cerca de 107 Mt (STATISTA, 2024). De modo geral, a indústria de metanol está concentrada no nordeste asiático, sendo a China responsável por 76% das novas adições de capacidade (EPE, 2019).

Assim como a amônia, o metanol também é um derivado do H_2 , produzido a partir do processo de hidrogenação do CO e/ou do CO_2 . Segundo a *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2021), a produção de etileno e propileno corresponde a 25% do consumo global do metanol. Esses produtos químicos são utilizados para a fabricação de plásticos, materiais de construção e, também, de autopeças.

O metanol deixou de ser produzido no Brasil a partir de 2016, sendo a sua demanda atendida por importações provenientes de Chile, Trinidad e Tobago e Venezuela. Em 2023, o país importou 1,6 Mt de metanol, representando cerca de US\$ 543 milhões FOB.

O consumo do metanol no país é destinado, principalmente, para a produção de formaldeído (35%) e de biodiesel (27%) (CHEM ANALYST, 2024). Segundo a ANP, o volume de metanol empregado na produção de biodiesel é crescente e atingiu, em 2022, um volume de 711,4 mil m^3 , com a maior parte do consumo registrado nas Regiões Sul e Centro-Oeste (ANP, 2023).

Considerando que, atualmente, o H_2 consumido na síntese do metanol é proveniente do gás natural, o processo contribui de forma significativa para as emissões de GEE, indicando o emprego alternativo do H_2V . Para o Brasil, que dispõe de um enorme potencial de recursos energéticos renováveis, a substituição do H_2 cinza pelo H_2V pode estimular a retomada da produção de metanol pelo país, visando atender tanto a demanda interna, como a exportação. Com a perspectiva do uso do metanol na descarbonização do transporte marítimo, sua demanda pode aumentar substancialmente e, potencialmente, levar à retomada da produção interna (CHIAPPINI, 2023; PETROBRAS, 2023b; FOLHA DE PERNAMBUCO, 2024).

Mobilidade Terrestre Pesada

O setor de transportes é responsável por 47,64% das emissões totais do setor de energia, sendo este o maior emissor de GEE do setor energético brasileiro (MCTI, 2022). As emissões estão associadas à queima de combustíveis e o óleo diesel utilizado, sobretudo, em ônibus e transportes de cargas é o

combustível mais utilizado no país (EPE, 2022). Ademais, o setor de transporte rodoviário é especialmente importante para o funcionamento da economia do país, sendo responsável por aproximadamente 75% da movimentação de carga nacional (MT, 2024).

Em vista disso, o setor de transporte se destaca como uma prioridade na redução das emissões de GEE. No entanto, as opções elétricas convencionais, como os veículos *battery electric vehicle* (BEV), *hybrid electric vehicle* (HEV) e *plug-in electric vehicle* (PHEV), apresentam limitações significativas, especialmente no que diz respeito à autonomia e ao tempo de recarga das baterias, um desafio ainda mais crítico para veículos pesados. Nesse contexto, destaca-se que abastecidos com hidrogênio surgem como uma alternativa promissora, pois oferecem maior autonomia e tempos de reabastecimento reduzidos (STAFFELL, SCAMMAN *et al.*, 2019).

Entretanto, a utilização do H₂ como combustível em veículos ainda é limitada, tendo em vista os altos custos de FCEV e a ausência de uma vasta infraestrutura de recarga. Contudo, diferentes projetos surgem ao redor do mundo, tais como o *Zero and Near-Zero Emission Freight Facilities Project* (ZANZEFF), um programa norte-americano que possibilitou investimentos em 11 projetos envolvendo caminhões pesados com células a combustível aplicados no transporte de cargas e para utilização em portos (ANL, 2020). Dentre esses, destaca-se o projeto “*Shore to Shore*”, desenvolvido pelas empresas Toyota Motor North America e Kenworth Truck Company, que foi bem-sucedido em testes realizados com caminhões FCEV pesados para transporte de carga, apresentando desempenho compatível com o dos veículos convencionais a diesel (TOYOTA, 2022).

De uma forma geral, a competitividade dos veículos com motorização a base de células a combustível estaria relacionada a questões como peso das baterias competindo com as cargas a transportar, autonomia, tempo de recarga das baterias e disponibilidade de H₂ em longos percursos. Uma abordagem alternativa seria a disponibilidade do H₂ próxima ao seu uso final, eliminando as incertezas e barreiras relativas à logística. Esse conceito de proximidade da produção de H₂ ao seu uso final já está sendo adotado no Porto de Pecém pelas empresas Mitsui e a CaetanoBus, que procuram desenvolver a cadeia produtiva de hidrogênio e amônia, incluindo projetos de mobilidade e células a combustível (EPBR, 2022).

De maneira similar, outras empresas que oferecem serviços de transporte de carga pesada no CIPP poderiam ser incentivadas a adotar estratégias de descarbonização de sua frota, tendo algumas já manifestado interesse no assunto (CIPP, 2024; JATOBÁ; 2022; OTIMISTA, 2023).

Por fim, ressalta-se que a utilização de H₂ em veículos pesados de transporte de carga poderia ser favorecida pelo Programa Mobilidade Verde e Inovação (MOVER), anunciado ao fim de 2023 pelo Governo Federal. O Programa incentiva a produção local de veículos, prevê penalizações a empresas emissoras de GEE e disponibilizará incentivos fiscais a companhias que investirem em PD&I, visando a descarbonização dos veículos brasileiros (AGÊNCIA SENADO, 2023; PLANALTO, 2023).

Transporte Marítimo e Aviação

As indústrias de transporte marítimo e de aviação representam, cada uma, cerca de 2% das emissões globais de GEE devido à hegemonia da utilização dos combustíveis fósseis (WEF, 2023). Em vista disso, e de maneira similar ao que ocorre no transporte terrestre, a utilização dos combustíveis sintéticos, muitos deles derivados do emprego de H₂BC, constitui uma alternativa para a aviação e para o transporte marítimo, setores de difícil abatimento das emissões em razão do grande consumo energético e das limitações espaciais para o armazenamento de combustível.

O H₂, apesar de possuir alta densidade energética mássica, apresenta uma baixa densidade energética volumétrica (TEIXEIRA, MENDES, *et al.*, 2022), o que, para a aplicação no transporte marítimo e de aviação, é um entrave, devido à necessidade de armazenamento pressurizado e em baixas temperaturas de grandes volumes, considerando a elevada demanda energética. Todavia, a utilização de derivados do hidrogênio apresenta potencial para atingir as metas de emissão estabelecidas (WEF, 2023).

Para a aplicação no segmento marítimo, os derivados amônia e metanol, assim como o hidrogênio líquido em casos específicos, apresentam o potencial de quase zerar as emissões do setor. Contudo, o alto custo das embarcações, as limitações na rede de suprimento e de abastecimento do combustível e a necessidade de modificações nas estruturas de armazenamento constituem barreiras para a transição (WEF, 2023). Dada a infraestrutura existente em alguns portos brasileiros, já são verificados planos de instalação de plantas de metanol voltadas para o setor de transporte marítimo (CHIAPPINI, 2023).

Em relação ao segmento de aviação, uma das principais alternativas para substituir o consumo de Querosene de Aviação (QAV) são os denominados SAF. Os SAF são combustíveis produzidos a partir de biomassa, resíduos ou H₂ e CO₂, apresentam baixa pegada de carbono e podem ser utilizados em mistura com o combustível convencional, até determinada proporção, sem depender de alterações significativas (MACHADO, 2023; MOSZKOWICZ *et al.*, 2023).

Ressalta-se que o mercado brasileiro para SAF ainda é incipiente, porém há a expectativa de crescimento, principalmente devido ao acordo denominado *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (CORSIA), firmado pela Organização Internacional de Aviação Civil, da qual o Brasil é membro. Através desse acordo, os operadores de aeronaves são obrigados a comprar créditos de carbono para compensar o aumento nas emissões. Assim, tendo em vista o grande volume de produção e consumo de QAV, há a expectativa de estimular a produção de SAF (MOSZKOWICZ *et al.*, 2023). O grupo Latam, por exemplo, já iniciou a transição de sua frota, tendo apresentado, em julho de 2023, o primeiro avião abastecido com 30% de SAF (MACHADO, 2023).

Potencial do Hidrogênio nos Portos Brasileiros

Conforme mencionado no Capítulo 2, o Brasil dispõe de infraestrutura portuária e polos industriais capazes de sustentar empreendimentos relacionados à transição energética, de modo a possibilitar o aproveitamento de vantagens competitivas seja para o mercado interno, seja para exportação.

Um exemplo importante desse potencial é o Polo Industrial de Camaçari, localizado na Bahia, um dos maiores da América Latina, abrangendo empresas dos setores petroquímicos, solventes, têxtil, metalurgia e fertilizantes, que demandam tanto H_2 quanto combustíveis fósseis. A infraestrutura do Polo é integrada ao Porto de Aratu, através do qual as empresas nele situadas escoam os seus produtos. Destaca-se que essas características são promissoras para o desenvolvimento da economia do H_2 BC.

Dentre as vantagens competitivas, destacam-se a localização estratégica e a disponibilidade de recursos renováveis, como energia solar e eólica. A Bahia é um importante produtor e consumidor de H_2 e, de acordo com estimativas, produz anualmente cerca de 85,3 t de hidrogênio fóssil, correspondendo aproximadamente 20% da produção nacional. A destinação do H_2 produzido no estado é para síntese da amônia (60%), refino de petróleo (35%) e diversas outras finalidades (5%).

Em um levantamento realizado pelo projeto de PD&I da Energia Pécem, foram identificadas 24 empresas com potencial para serem ofertantes e/ou demandantes de H_2 no Polo. Dentre essas empresas, oito foram contatadas para avaliar o potencial do H_2 no Polo de Camaçari, revelando que a metade delas já produz e/ou consome H_2 cinza. O resultado de um levantamento do potencial do Polo apontou um consumo significativo de gás natural, amônia e metanol pelas empresas entrevistadas, conforme ilustrado na Figura 5.7,

ressaltando o potencial para o desenvolvimento de um mercado doméstico de H₂ em Camaçari.

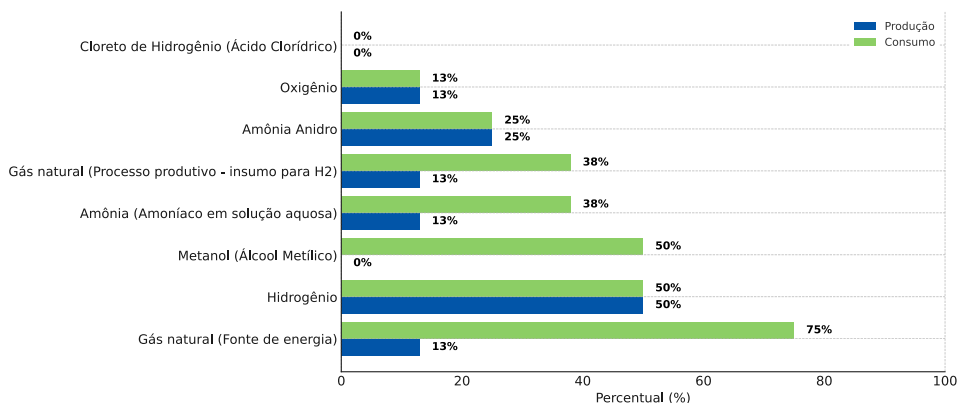


Figura 5.7. Produção e consumo de hidrogênio e derivados pelas empresas entrevistadas.

Fonte: Elaboração própria.

Apesar do potencial do Polo e do interesse das empresas entrevistadas em incorporar o H₂V nas suas estratégias de descarbonização, 67% delas não têm uma meta definida para a sua adoção. Esse cenário, segundo as empresas contatadas, se deve a fatores como a falta de disposição dos clientes a pagarem mais por um produto verde, a ausência de uma política nacional clara com a sinalização de eventuais programas e incentivos a serem empregados, o alto custo das tecnologias para a produção do H₂V e a inexistência de uma cadeia produtiva nacional e de um mercado de carbono. Destaca-se que, no momento da realização deste levantamento, o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono ainda estava em discussão.

Devido à falta de um mercado interno para o H₂V, se identificou que as empresas do Polo têm interesses voltados para exportação direcionada para a UE, onde já estão sendo implementadas políticas públicas ambiciosas para o desenvolvimento do mercado de H₂V. Observa-se que a possibilidade de viabilizar as exportações através da integração do Polo Industrial com o Porto de Aratu é factível, pois este possui uma localização estratégica e infraestrutura adequada para receber embarcações capazes de transportar grandes volumes de H₂V ou de seus carreadores. Desta forma, o Porto de Aratu permitiria uma conexão direta das empresas do Polo através de rotas marítimas internacionais consolidadas, ampliando o acesso a diversos destinos globais. Essa expansão geográfica cria um potencial de mercado mais abrangente e

oportunidades comerciais, de modo a aumentar a competitividade das empresas em escala global.

Situação semelhante à descrita anteriormente se aplica ao Porto de Pecém, localizado no Ceará, que também tem motivado o interesse de diversos grupos industriais por projetos relacionados ao H₂V em estados da Região Nordeste. Tal interesse se baseia na presença de fatores fundamentais para a economia do H₂, tais como fontes de energia renovável, estrutura industrial em polos industriais estabelecidos e adjacentes a portos igualmente integrados e, se não bastantes, a proximidade com os portos europeus e norte-americanos.

Perspectivas e Entraves da Demanda Nacional e Internacional

À medida que o mundo intensifica a busca por uma transição energética sustentável, o H₂ emerge como um elemento chave dentre as muitas estratégias de descarbonização. Diante disso, compreender a trajetória futura da demanda por H₂ é crucial para orientar investimentos, políticas públicas e iniciativas de desenvolvimento tecnológico.

Neste contexto, diversas projeções de demanda para o H₂ foram desenvolvidas por diferentes instituições e analistas. Essas projeções revelam uma ampla gama de possíveis cenários futuros, indicando um crescimento limitado, porém constante, da demanda de H₂ até os horizontes temporais de 2030 e 2050, como mostra o Quadro 5.1.

Quadro 5.1. Projeções para a demanda de hidrogênio, em diversos cenários.

	BP	McKinsey & Company	IEA	IRENA
Estimativa da demanda total de H2 (Mt)	Accelerated 2030: 30 Mtpa	Fading Momentum 2050: 125 Mtpa	Net Zero Scenario 2030: 150 Mtpa	1,5°C Scenario 2030: 21,4 Mtpa
	2050: 300 Mtpa	Further Acceleration 2050: 375 Mtpa	2050: 430 Mtpa	2050: 518 Mtpa
	Net Zero 2030	Net Zero Scenario 2050: 585 Mtpa		
	2050: 460 Mtpa			

Fonte: Elaboração própria.

As projeções de demanda de H₂ variam significativamente devido, em parte, a diferentes pressupostos centrais na modelagem. De acordo com a PwC (2024), as principais diferenças incluem o desenvolvimento das atividades econômicas, a demanda global de energia, a evolução dos preços da eletricidade renovável, a intensidade de utilização em diferentes setores, a aceleração do processo de eletrificação, a implantação e redução dos custos das tecnologias de CCUS e o desenvolvimento e aprimoramento dos marcos regulatórios.

Mundialmente, considerando os contratos de *offtakers*, estima-se que a maior parte (46%) do H₂BC será entregue como amônia, enquanto a substituição do hidrogênio cinza responderá por um terço da demanda. Dentre os setores industriais dos quais se espera um maior consumo a longo prazo, e destaca a siderurgia, responsável por 25% da demanda de H₂, no horizonte até 2050. A demanda total por H₂ deverá atingir 390 Mt/ano em 2050, partindo do patamar atual de consumo de 99 Mt/ano.

Segundo a *Hydrogen Europe* (2023a), entre os 15 maiores projetos de H₂ renovável no mundo, apenas dois deles (Arábia Saudita e Omã) são do conhecimento público que tenham atingido estágio final de investimento (FID). Os demais se enquadram na categoria de projetos anunciados. Trata-se de projetos com base na rota eletrolítica, com escala acima de 1 GW, focados em exportações. O conjunto dos projetos elencados pelo *Hydrogen Europe*, em termos de oferta, possui um potencial estimado em torno de 11,5 Mt/ano de hidrogênio renovável, com base na rota da eletrólise. A Tabela 5.2 apresenta as projeções anuais das exportações de hidrogênio renovável com base nos 15 maiores projetos anunciados.

Tabela 5.2. Projeção das exportações anuais de hidrogênio renovável (eletrólise).

País	Quantidade (Mt H _{2eq})
Austrália	4
Omã	2
Cazaquistão	2
Chile	1
Brasil	0,9
Arábia Saudita	0,8
Mauritânia	0,7
Total	11,4

Fonte: *Hydrogen Europe* (2023a).

Embora não conste a definição de um marco temporal nas projeções indicadas na Tabela 5.2, se verifica que elas são similares às projeções da IEA (IEA, 2023a), segundo as quais os projetos anunciados de H₂BC somam 38 Mt, sendo 60% (23 Mt) com base na rota eletrolítica. Deste montante, aproximadamente a metade da produção é destinada às exportações (11,5 Mt).

Como em qualquer nova tecnologia, diversos obstáculos impedem a ampla adoção do H₂BC e podem ser percebidos também no Brasil, dentre os quais se destacam:

- Custo e preço elevado para os usuários finais, considerando que os potenciais produtores de H₂ estão tendo dificuldades para obter o financiamento necessário para alcançar a FID e a fase de construção, pois não possuem acordos de compra vinculativos. Os consumidores finais não entram em acordos vinculativos, porque o preço do H₂BC é muito mais alto do que o equivalente em combustíveis fósseis, especialmente considerando a falta de maturidade da tecnologia, característica em uma indústria nascente;
- Marco regulatório insuficiente, o que causa fragilidades, insegurança jurídica e falta de confiança para a promoção de novos investimentos; e
- Necessidade de uma infraestrutura de H₂, com construção de uma rede de produção, armazenamento e distribuição de H₂, o que requer um investimento substancial e a coordenação entre muitos *stakeholders*.

Um dos desafios percebidos no contexto internacional, e não identificado no Brasil, é o potencial limitado em alguns países para aumentar a capacidade instalada para geração de eletricidade renovável. No entanto, à medida que outros setores da indústria começarem a se descarbonizar a partir da eletrificação de suas operações, o acesso ao H₂ enfrentará uma concorrência crescente por recursos de eletricidade renovável.

Verifica-se que a produção de H₂BC, em 2022, foi praticamente insignificante (menos de 1 Mt), respondendo por cerca de 1% da produção global de H₂. Entretanto, para 2030, a IEA prevê uma produção da ordem de 70 Mt, sendo a maior parte (72%) com base na rota eletrolítica. Para 2050, é previsto que a participação do H₂BC venha representar 97,6% do total da produção de H₂, sendo a rota eletrolítica responsável por 76% da produção global (Figura 5.8).

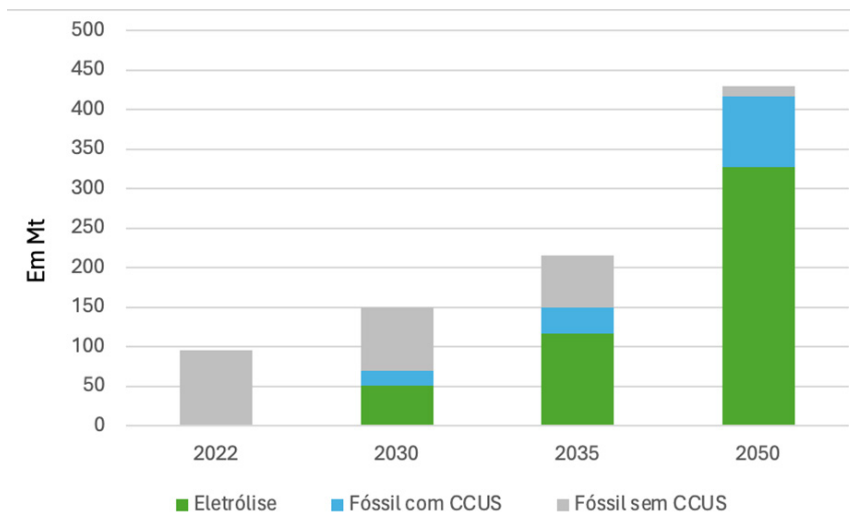


Figura 5.8. Demanda mundial de hidrogênio no cenário *Net Zero 2050*.

Fonte: Elaboração própria, a partir de IEA (2023b).

Embora muitas empresas estejam planejando a produção de H_2 , poucas já demonstram entusiasmo em adquiri-lo. A baixa demanda reduz o interesse dos investidores e dificulta as decisões de investimento mais arriscadas, especialmente considerando que o hidrogênio possui um custo mais elevado do que outros combustíveis com usos industriais (KAPSARC, 2023).

Atualmente, de um total de 149 acordos de *offtakers* de H_2 , apenas 13% do volume contratado (1 milhão de toneladas métricas/ano) correspondem a contratos vinculantes. Outros 7% são acordos pré-contratuais com chances sólidas de se tornarem vinculantes. Os 80% restantes constituem memorandos de entendimento não especificados e com incerteza quanto à vinculação, como ilustrado na Figura 5.9.

Toneladas métricas/ano

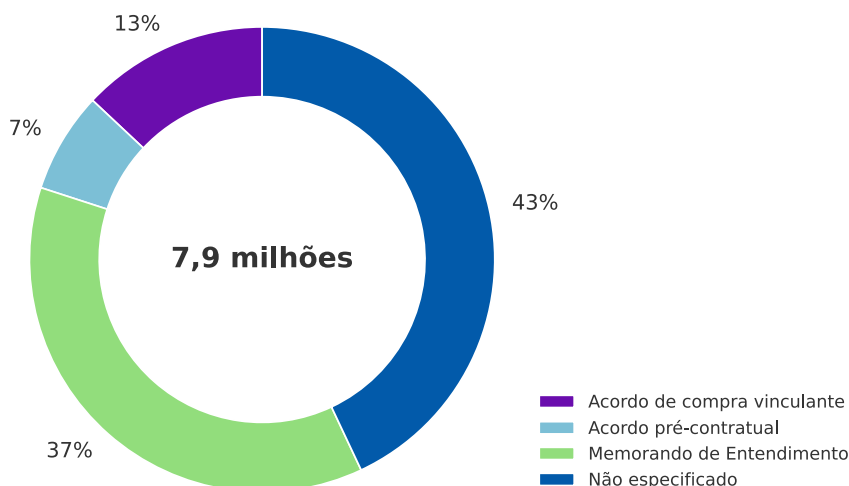


Figura 5.9. Acordo de *offtakers* para H₂BC, por tipo.

Fonte: BNEF (2023).

Destaca-se que a A integração do H₂ aos processos industriais tradicionais facilita a otimização energética e a redução do impacto ambiental. No entanto, se indústrias intensivas em energia, como as de ferro e aço, metais não ferrosos, cimento, vidro, celulose e papel, tiverem que adotar o H₂ como alternativa aos combustíveis fósseis, é provável que seus processos de produção exijam novas tecnologias que ainda não estão disponíveis ou não são economicamente competitivas (KAPSARC, 2023). Assim, investimentos em infraestrutura e dinamização da demanda serão essenciais.

De acordo com a IEA, em 2023, se verificou uma redução de 35%, relativa ao aumento esperado em relação a 2022, da capacidade instalada de energia renovável alocada à produção de H₂V para o período entre 2022 e 2028. Além disso, a capacidade projetada de energia renovável para a produção de H₂V representou apenas 7% das metas definidas para o mesmo período e 10% da soma das metas governamentais para 2030. Concomitantemente, a IEA identificou que o aumento de 3% ocorrido no custo de capital pode refletir em um aumento de cerca de um terço no custo total dos projetos, sendo que algumas revisões realizadas indicaram acréscimos de custo superiores a 50%.

Essas constatações exigirão abordagens inovadoras para estimular a demanda local por H₂, assim como inovações tecnológicas. Curvas de aprendizado e economias de escala podem ajudar a reduzir os custos futuros. Ao mesmo tempo, a redução de encargos e tarifas poderia reduzir o preço final

da eletricidade renovável, considerada um fator importante para expandir o mercado de hidrogênio no Brasil e ampliar a sua industrialização.

Nos horizontes de médio e longo prazo da IRENA (2022c), apresenta-se a projeção para a possibilidade do custo de produção do H_2V se situar abaixo de US\$ 4/kg H_2 , em 2030, em diversos locais. A região da África Subsaariana destaca-se por possuir o maior potencial, seguida de Austrália, Brasil, Estados Unidos, Rússia, Canadá, Oriente Médio e Norte da África. Ao comparar a projeção para o ano de 2050, considerando a diminuição geral do custo das tecnologias e a redução do limiar de potencial econômico para um custo nivelado de US\$ 2/kg H_2 , o potencial de produção no horizonte ainda é grande. A África Subsaariana ainda possui a maior vantagem competitiva, seguida por Austrália, Brasil, Estados Unidos e China (IRENA, 2022c).

Desse modo, os custos do H_2V e o potencial comercial para cada região variam amplamente e são influenciados por diferentes fatores, como (CASTRO *et al.*, 2024):

- Dificuldades financeiras, especialmente considerando a necessidade de garantia de financiamento e contratos com *offtakers* de H_2V ou derivados;
- Custo de produção e comercialização, os quais são influenciados ainda por diversos aspectos, como os custos dos recursos renováveis locais e de eletrolisadores, a disponibilidade e os custos de acesso a insumos críticos, assim como a estrutura e o consumo industrial;
- Variações conjunturais da economia, como incertezas e instabilidades macroeconômicas, inflação de custos e, consequente, aumento dos custos para o desenvolvimento de projetos de hidrogênio e energias renováveis;
- Questões político-regulatórias, apoio governamental, facilidade de negócios, estabilidade política e aceitação pública no local de construção da nova infraestrutura; e
- Questões técnico-operacionais, dada a necessidade de avanço no aprendizado dessa nova tecnologia nas etapas de operação e manutenção, de estabelecimento de uma cadeia consolidada de fornecedores e pós-venda, assim como de atendimento a métricas específicas dos projetos.

O Quadro 5.2 apresenta o conjunto de fatores relevantes para a redução do custo final do H_2V .

Quadro 5.2. Questões relevantes para a redução do custo final do H₂V.

Alto custo e preço para os usuários finais: Os consumidores finais não entram em acordos vinculativos porque o preço do hidrogênio limpo é muito mais alto do que o equivalente em combustíveis fósseis.	Questões técnico-operacionais, como a necessidade de avançar no aprendizado das etapas de operação e manutenção, estabelecer uma cadeia consolidada de fornecedores e pós-venda e atender a métricas específicas do projeto.
	Incertezas e instabilidades macroeconômicas, inflação de custos e, consequentemente, aumento dos custos para o desenvolvimento de projetos de hidrogênio e energia renovável.
	Questões políticas regulatórias, como estabilidade política, aceitação pública local, apoio governamental, certificação, mercado de carbono, procedimento de licenciamento.
	Financiamento para alcançar a FID e a fase de construção, já que não possuem acordos de compra vinculativos.
	Custos de recursos renováveis locais e eletrolisadores, disponibilidade e custos de acesso a insumos críticos e infraestrutura.

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, vale ressaltar que o apoio financeiro, como esquemas de CfD e incentivos fiscais, estão se tornando um componente cada vez mais presente entre os países que lideram o cenário de ampliação da capacidade produtiva de H₂V. Adicionalmente, a busca acirrada para a redução de custos dos eletrolisadores tem priorizado a procura por fornecedores mais competitivos.

Novas Arquiteturas de Negócios

Diante da necessidade de descarbonização, o H₂BC deverá ampliar o atual mercado de H₂ cinza e construir a visão de se transformar em uma indústria capaz de fornecer energia e/ou matéria-prima para uma variedade de indústrias com aplicações multissetoriais, e não- apenas para nichos específicos. Novos modelos de negócio estão sendo desenhados, as plantas piloto estão se expandindo para a escala comercial e os polos industriais procuram desenvolver *hubs* regionais de hidrogênio (S&P GLOBAL, 2024). A Figura 5.10 apresenta a evolução dessa transformação à medida que o H₂ passa a ser um vetor energético de baixo carbono amplamente utilizado.

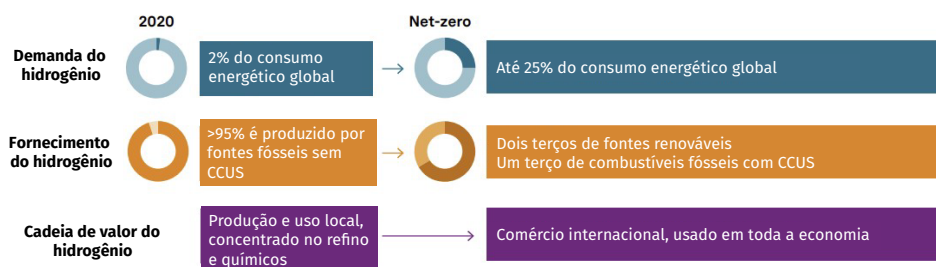


Figura 5.10. Evolução do mercado de hidrogênio: de gás industrial para vetor energético de baixo carbono.

Fonte: S&P Global (2024).

A partir da análise do mercado consumidor brasileiro, verificou-se que 95% do H_2 é produzido e consumido localmente pelas refinarias. Os 5% restantes são produzidos e comercializados pelas indústrias de gases industriais, também denominado H_2 *merchant*. Em 2021, as indústrias de gases industriais comercializaram 16,3 mil toneladas de H_2 , o que representou R\$ 349,1 milhões em faturamento, enquanto o setor de petróleo produziu 310 mil toneladas para consumo próprio.

Diante disso, percebe-se que um número significativo dos projetos em fase de elaboração em âmbito internacional tem o objetivo de produzir H_2 V e ofertá-lo para consumidores industriais (IEA, 2023). Esse tipo de modelo possui algumas vantagens, como parceria com múltiplos clientes industriais e redução dos riscos comerciais e técnicos, mas requer uma infraestrutura de transporte. Nesse sentido, as indústrias de gases industriais poderiam ser parceiros estratégicos na adoção do modelo *merchant*, aproveitando a experiência no segmento de produção e distribuição de gases.

Destaca-se que o consumo de H_2 *merchant* nas refinarias é uma prática comum em alguns países. Tipicamente, as plantas de produção de H_2 são construídas nas proximidades da refinaria ou no mesmo local, ainda que operadas por empresas distintas (IEA, 2023). No exterior, esse modelo tem sido explorado por operadores de refinarias com alguns acordos de *offtake* já estabelecidos. A TotalEnergies, por exemplo, estabeleceu um acordo de 15 anos com a Air Products, que irá fornecer 70 mil toneladas de hidrogênio verde por ano (TOTALENERGIES, 2024).

De forma semelhante, a Petrobrás e outras operadoras de refinarias podem ser um importante *offtakers* do H_2 no Brasil, aproveitando a possibilidade de mudança para o modelo *merchant*. Apesar da Petrobrás estar focada no desenvolvimento de projetos de H_2 para atender a sua própria demanda, existiria a possibilidade de buscar parceiros para o desenvolvimento de

diferentes elos da cadeia de valor do H₂, incluindo a geração de energia renovável. Dada a capacidade financeira e tecnológica para desenvolver projetos em escala industrial, tal iniciativa poderia contribuir para a redução do custo nivelado do hidrogênio (LCOH).

O custo de implantação de unidades de produção de H₂BC são elevados e novos projetos na área, a depender da escala, podem atingir custos proibitivos. Desta forma, torna-se interessante o aproveitamento de instalações e infraestruturas existentes para os novos projetos, possibilitando a redução de custos e do tempo de execução.

Observa-se que as arquiteturas dos projetos podem ser divididas em três tipos principais, ilustrados no Quadro 5.3.

O uso do H₂BC em processos industriais, seja para substituir o H₂ cinza ou outros combustíveis fósseis, poderá impactar em maior ou menor grau o processo produtivo em curso, implicando na necessidade de estudos para avaliar a dimensão de tais mudanças e como o consumidor final seria afetado. Nesse sentido, as empresas de energia podem atuar como fornecedoras de soluções de descarbonização para diferentes segmentos industriais, incluindo a avaliação dos impactos no processo produtivo com o uso do H₂BC.

Em decorrência do elevado custo de capital e da incipiência do mercado de H₂BC e de seus derivados, os projetos contêm riscos específicos relacionados a mudanças de tecnologias, comportamentais, além daqueles inerentes aos próprios impactos das mudanças climáticas, entre outros (GRUBB *et al.* 2021). Essas dificuldades são amplificadas em países em desenvolvimento, como o Brasil, devido a fatores como política industrial, paridade cambial, atração de investimentos e acesso às estruturas financeiras do mercado global (BAKER e BENOIT 2022; GRUBB *et al.* 2021).

No Brasil, as linhas de financiamento para já existentes projetos de H₂, proporcionadas por instituições estaduais e federais, podem não ser suficientes. Portanto, a viabilização de projetos de grande porte no segmento de H₂ e de seus derivados, que demandam volumes expressivos de capital, impõe desafios tanto para o setor público quanto para o privado e ferramentas financeiras, adicionalmente aos aspectos tecnológicos, se tornam necessárias (FRANKFURT SCHOOL, 2023; PWC, 2024).

Um exemplo sugerido seria o denominado Financiamento Misto (*blended finance*), que corresponde à atuação conjunta do capital público e privado. Tal estrutura se baseia no fato de que os investimentos públicos em projetos arriscados, mas com potencial de gerar retorno social e ambiental positivo, podem reequilibrar o perfil de risco de um projeto, tornando os investimentos atrativos para os investidores privados (THE WORLD BANK, 2022; PWC, 2024).

Quadro 5.3. Arquitetura de projetos de H₂V por escala e descrição.

Escala	Caracterização
Pequena Escala	Projetos locais de pequena escala para produção de hidrogênio renovável.
	5 MW - 20 MW
	Aplicação em sistemas descentralizados de calor e energia na indústria.
	Geralmente, modelo <i>on-site</i> , sem custo de transporte significativo.
	Podem atender também a aplicações de mobilidade, especialmente frotas de ônibus, carros, caminhões etc.
	Desafio com diversos <i>stakeholders</i> envolvidos.
	Principalmente liderados por iniciativas público-privadas, podendo incluir recursos a fundo perdido, verbas de programas de PD&I e facilidades de financiamento.
Média Escala	Projetos de produção de hidrogênio renovável fortemente integrados ao processo de produção das indústrias locais.
	20 MW - 300 MW
	Um ou dois grandes consumidores como demanda garantida e consumidores menores de mobilidade como complemento.
	Modelo <i>off-site</i> , envolve a utilização de canais de distribuição (gasodutos, caminhões).
	Aproveitamento da infraestrutura existente ao redor de plantas industriais, frequentemente substituindo o fornecimento de hidrogênio cinza.
	Principalmente liderados pelo setor privado.
Grande Escala	Projetos de grande escala com produção de baixo custo de hidrogênio renovável.
	Orientados para a exportação.
	+500 MW
	Transporte a longas distâncias para grandes consumidores, mas geralmente começando com fornecimento local.
	Desafios com tecnologia em grande escala, transporte e acordos de compra de longo prazo.
	Principalmente liderados pelo setor privado.

Fonte: Elaboração própria, a partir de *Clean Hydrogen Partnership* (2024), Fages et al. (2023) e *Publications Office of the European Union* (2021).

Outra maneira de aumentar a captação de recursos financeiros para o desenvolvimento de projetos são os consórcios, agregando instituições que colaboram para atingir um objetivo comum. Através de consórcios, as empresas podem compartilhar recursos e desenvolver projetos em colaboração, cada instituição cumprindo com as suas obrigações estabelecidas no termo de acordo do consórcio. Além disso, os consórcios possibilitariam a captação-de

recursos para implantação de todo o sistema de produção, o gerenciamento e controle do processo de contratação de empresas de bens e serviços, o monitoramento da operação da planta, a assinatura de contratos, a contabilização de entradas e saídas financeiras e demais iniciativas comerciais ou de financiamento.

Empresas proponentes de projetos aprovados para a etapa de avaliação da Chamada Estratégica ANEEL nº 026/2024 (Figura 5.11) adotaram esse modelo para aumentar a disponibilidade de recursos de PD&I. As iniciativas foram propostas por 10 empresas, 40 cooperadas, 33 entidades executoras e 23 instituições parceiras em todo o país, envolvendo investimento de R\$ 2,7 bilhões, o que representa o maior volume já investido em uma chamada de projetos estratégicos (SOUTO, 2024).

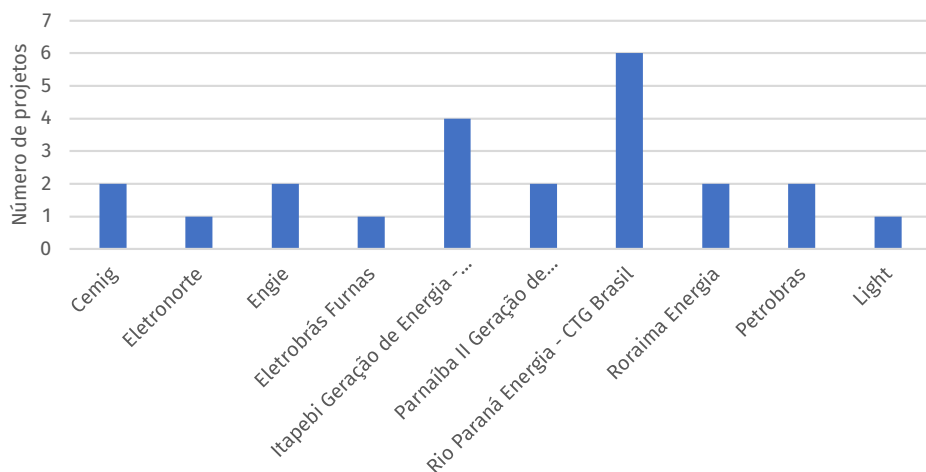


Figura 5.11. Projetos selecionados para avaliação na Chamada Estratégica da ANEEL.

Fonte: ANEEL (2024).

*Adely Branquinho
Francesco Tommaso
Maurício Moszkowicz
Michelle Malher
Nelson Siffert
Roberto Brandão
Sérgio Braga
Thereza Aquino*

Contextualização

A tomada da decisão de investimento em uma indústria nascente, como o hidrogênio verde, implica, necessariamente, na construção de cenários. Neste sentido, o GESEL-UFRJ desenvolveu uma Plataforma de Simulação, denominada H2GLab, que permite introduzir indicadores técnico-operacionais, econômicos, financeiros e regulatórios e, finalmente, obter resultados para a avaliação de modelos de negócio nos cenários propostos. Deste modo, o presente capítulo tem como objetivo central apresentar a Plataforma de Simulação H2GLab, demonstrando o seu funcionamento.

A Plataforma de Simulação H2GLab

Há cerca de cinco anos, o GESEL-UFRJ vem desenvolvendo a Plataforma de Simulação H2GLab para promover maior precisão e velocidade na construção dos cenários. Ao longo do seu desenvolvimento, as análises realizadas permitiram que diversos aprimoramentos fossem incorporados à Plataforma, assim como estudos produzidos pela literatura especializada (SOLLAI *et al.*, 2023; PRASTCHNER *et al.*, 2023), dados mais apurados sobre custos de investimento e de operação/manutenção e indicadores técnico-operacionais.

Destaca-se que a Plataforma H2GLab possibilita o estudo técnico, econômico e ambiental do ciclo de produção do hidrogênio verde no Brasil, envolvendo desde a geração da energia necessária aos sistemas de produção de H_2 até a entrega do produto ao usuário final. Nesse sentido, trata-se de uma ferramenta que pode ser utilizada tanto para o auxílio na tomada de decisão de empresas, quanto para fins de pesquisa na área de H_2 no Brasil.

Dentre outros objetivos, a Plataforma H2GLab permite:

- Analisar, articular e propor soluções para os elos a jusante e montante da cadeia produtiva de H_2 , envolvendo desde a geração ou compra de energia renovável até a produção de derivados (amônia e metanol);
- Estudar e propor modelos e planos de negócio, observando critérios de sustentabilidade técnica, regulatória, econômico-financeira e ambiental, além de diferentes arranjos produtivos; e
- Identificar as principais oportunidades e barreiras para a implantação do projeto.

Desta forma, espera-se que a Plataforma seja capaz de oferecer suporte ao desenvolvimento de uma economia de hidrogênio nacional, seja para uso doméstico ou para exportação.

A H2GLab integra módulos técnico-operacionais, econômico-financeiros e regulatórios. Além disso, a ferramenta foi desenvolvida em formato Excel, com a utilização de VBA para automatização de processos e otimizações.

A descrição de cada estudo de caso que compõe os cenários analisados inclui a definição de premissas quanto à tecnologia do eletrolisador, à origem dos recursos (próprios, PD&I e/ou financiamentos), ao modelo técnico-operacional (número de horas em operação por ano e consumo, produção ou compra de energia), bem como aos aspectos financeiros (custo dos recursos de terceiros, custo do *equity*) e regulatórios. Há, portanto, a integração de pressupostos técnico-operacionais, econômico-financeiros e regulatórios. Por fim, com base em projeções do fluxo de caixa, são calculados os respectivos custos nivelados de produção da energia elétrica renovável solar fotovoltaica (PV) e eólica (LCOE), do hidrogênio com base na rota eletrolítica (LCOH), da amônia verde (LCOA) e do e-metanol (LCOeM).

Ressalta-se que a Plataforma é um elemento que faz parte do conjunto de utilitários do GESEL-UFRJ, requerendo uma contínua e sistemática atualização e expansão, uma vez que o conjunto de novas informações econômicas e tecnológicas sobre hidrogênio renovável e seus derivados é extremamente dinâmico.

Metodologia de Análise de Cenários em Hidrogênio Verde

Um dos pressupostos da análise dos cenários referente à produção do hidrogênio via rota eletrolítica em diferentes escalas é que a sua competitividade seja avaliada em função do LCOH. Esse conceito é apresentado na literatura sobre o tema (IRENA, 2023; IEA, 2023; INSTITUTO FRANHOUFER, 2023; HYDROGEN EUROPE, 2023; HYDROGEN COUNCIL, 2023; PRASTCHENER *et al.*, 2023; SOL-LAI *et al.*, 2023), sendo também aplicado na estimativa do custo de produção da energia elétrica (LCOE), bem como para os derivados do hidrogênio, como a amônia (LCOA) e e-metanol (LCOM).

A Equação 1 apresenta o cálculo do LCOE:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Onde:

LCOE = custo nivelado médio de geração de eletricidade durante o período de projeção (vida útil);

t = ano considerado;

I_t = investimento no ano t;

M_t = custos de operação e manutenção no ano t;

F_t = gastos com insumos no ano t;

E_t = geração de eletricidade no ano t;

r = taxa de desconto; e

n = período de projeção (vida útil).

Para o cálculo do LCOH, LCOA e LCOM, se aplica a mesma equação acima, com os respectivos indicadores técnicos e econômicos de cada produto que se deseja estimar o custo nivelado de produção.

O LCOH é estimado quando, na projeção realizada, se obtém o preço do hidrogênio na condição de igualdade entre a taxa interna de retorno (TIR) e o custo de capital (WACC). Em outras palavras, o custo nivelado é o preço que garante, considerando o período de projeção, a remuneração mínima do capital empregado no investimento (CAPEX) e na operação (OPEX) para a obtenção de determinado volume de produção durante a vida útil do projeto.

Premissas Gerais

Modelo de Negócio

Cada estudo de caso analisado na Plataforma H2GLab considera combinações distintas quanto aos arranjos empresariais, tecnologias, fornecimento de energia, custos de capital, grau de integração vertical e de produtos. Neste sentido, representam, sob a ótica da oferta, diferentes modelos de negócio.

Em linhas gerais, podem ser analisados projetos-piloto, projetos de demonstração e projetos de escala comercial. Os modelos empresariais podem incluir projeto com i) *funding* parcial de recursos de PD&I da ANEEL e SPE para produção de hidrogênio, considerando a possibilidade de financiamento na composição do *funding*; ii) SPES para produção de energia por autoprodução por equiparação; e iii) várias SPES, sendo uma para cada unidade de negócio (energia, produção de H₂, amônia e metanol, conforme o cenário).

Tecnologia

Na Plataforma H2GLab, a distinção entre os eletrolisadores PEM e alcalino impacta os resultados das projeções em função da(o):

- Vida útil do *Stack*;
- Fator de degradação;
- Menor valor das despesas de capital (CAPEX) por MW da tecnologia alcalina vis-à-vis a tecnologia PEM; e
- Consumo de energia na tecnologia alcalina, ligeiramente maior do que a tecnologia PEM.

Energia

Observa-se que a energia utilizada pelo eletrolisador pode ter origem em três alternativas: geração própria, mercado livre ou autoprodução por equiparação.

Desse modo, o preço médio da energia consumida varia de acordo com os cenários estimados, uma vez que representa a média ponderada de cada fonte de energia utilizada no consumo agregado de cada cenário. Além disso, a modelagem desenvolvida considera os possíveis padrões relativos à certificação do hidrogênio renovável.

Foi desenvolvido também o balanço energético, que permite identificar tanto o consumo de energia demandado para atender a produção quanto as fontes de suprimento (geração própria ou aquisição no mercado). Assim, é possível obter, nas diferentes configurações de produção, as informações do balanço energético com base na correlação horária ou mensal entre o consumo de energia e as diferentes fontes de suprimento. Portanto, pode-se avaliar o impacto sobre o LCOH quando se passa do critério de correlação mensal para horária.

Para testar a diferença entre a correlação mensal e a horária, foram desenvolvidos estudos com modelagens (*match* horário e *match* mensal) tomando como base curvas de geração eólica e solar. Ademais, a curva de geração das unidades solar e eólica serviram de *proxy* da geração projetada nos cenários que são considerados na geração própria de energia.

Premissas Financeiras

A premissa financeira principal é o WACC. Para tal, é preciso identificar as fontes de recursos dos projetos e o seu respectivo custo. Para o capital próprio (k_e), adotou-se, em todos os cenários e escalas de produção, o mesmo valor: 9,3% a.a., em termos reais.

Em relação aos recursos de terceiros, podem ser considerados i) recursos de PD&I, oriundos do Programa da ANEEL, que são não-exigíveis, representando um custo de capital igual a zero; e ii) recursos de fontes de financiamento, tendo-se adotado como *proxy* as linhas de financiamento de longo prazo, vistas como as mais atrativas (menor custo), que são as condições apresentadas pela FINEP e pelo BNDES.

Na Plataforma de Simulações, o módulo do financiamento permite a escolha do sistema de amortização constante (SAC), no qual o valor da prestação é decrescente ao longo dos anos, ou do PRICE, no qual o serviço da dívida é o mesmo ao longo de todo o período de amortização.

Funcionalidade

A Figura 6.1 apresenta uma sistematização das funções do núcleo básico da Plataforma H2GLab, que vem sendo expandido pela agregação de módulos de produção de amônia e metanol a partir do hidrogênio produzido.

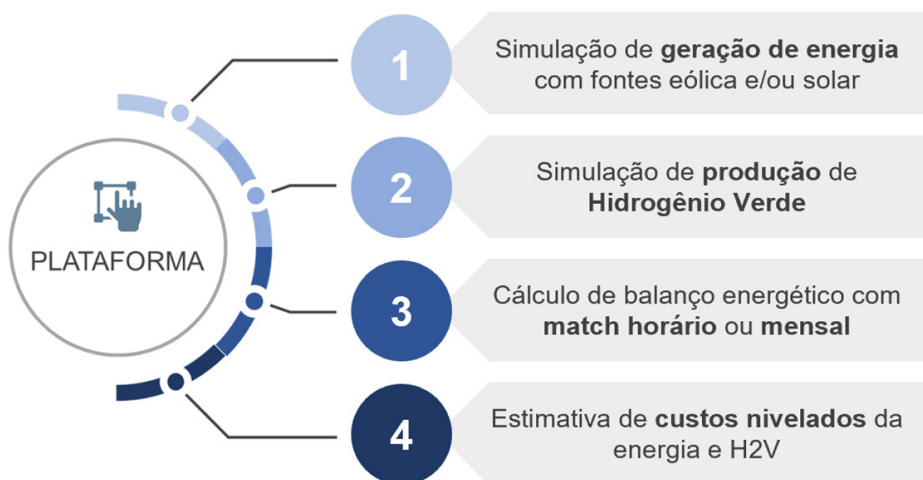


Figura 6.1. Funções da Plataforma proposta.

Fonte: Elaboração própria.

Assim, o Núcleo Básico da Plataforma possibilita ao usuário a realização das seguintes análises:

- Simulação de casos específicos de produção de hidrogênio, gerando resultados técnicos e econômicos.
- Mapeamento do potencial de produção de hidrogênio a partir da eletrólise com energia renovável solar fotovoltaica e/ou eólica.
- Cálculo de balanço energético com *match* horário ou mensal.
- Estimativa de custos nivelados da energia e do H₂V.

Além disso, desenvolvimentos com módulos adicionais permitem a simulação da produção de amônia verde ou e-metanol, como derivados do H₂V.

Arquitetura da Plataforma de Simulação

No sentido de permitir um processo de constante expansão, refinamento e funcionalidade, a arquitetura da Plataforma foi concebida de forma modular. Isso permite maior escalabilidade e versatilidade, com a possibilidade de revisão ou inclusão de blocos específicos em função de inovações na cadeia de valor, bem como de modelos de negócio.

A Plataforma possui três seções principais: i) interação do usuário; ii) blocos construtivos; e iii) resultados. A seção de interação do usuário é composta pela aba “Painel Central” para inserção de dados editáveis e visualização

das principais premissas de projeto, além da visualização de informações complementares, como gráficos e resultados parciais. Além disso, essa seção também é composta pela aba “Painel Avançado” e “Filtro de dados”, em ambas sendo possível editar com mais detalhes as premissas da modelagem. A Figura 6.2 apresenta a visualização das abas da seção de interação do usuário.

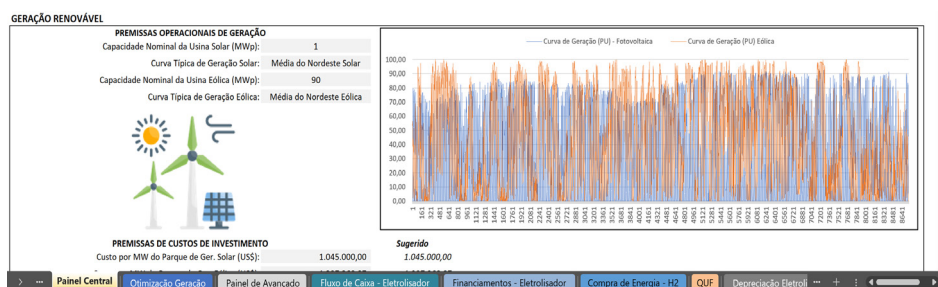


Figura 6.2. Visualização da aba “Painel Central” e das demais abas conforme o código de cores dos blocos.

Fonte: Elaboração própria.

Os dados de entrada são divididos em três tipos principais: i) variáveis técnico-operacionais; ii) variáveis financeiras; e iii) variáveis do modelo regulatório.

As premissas escolhidas para a modelagem são necessárias para alimentar a seção de blocos construtivos. Esta, por sua vez, abrange todas as abas que estruturam a análise de viabilidade do desenvolvimento dos projetos possíveis de serem estimados na Plataforma. São três blocos principais: i) balanço de energia elétrica; ii) unidades de produção; e iii) financeiro.

O bloco de energia elétrica, por sua vez, contém o cálculo do balanço energético horário ou mensal para a produção de hidrogênio, confrontando o consumo necessário para a produção com a energia gerada disponível. Este também considera a possibilidade de obtenção do restante da energia, que eventualmente falte, no mercado livre ou através de autoprodução por equiparação.

O bloco de unidades de produção contém o cálculo da produção de H_2V , da produção de energia proveniente de geração própria solar e eólica e da produção de amônia ou metanol.

Já o bloco financeiro possui todas as informações de modelagem que envolvem o financiamento e outras informações financeiras, como custos operacionais e de investimento. É também ele que inclui o cálculo dos fluxos de caixa com projeções de receitas e despesas de cada unidade, permitindo o

cálculo de parâmetros financeiros como a TIR do Projeto, a TIR do Acionista, o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), entre outros.

Por fim, a seção de resultados abrange as abas “Cenários Salvos”, na qual é possível visualizar todos os cenários gerados, e “Otimização Geração”, que contém o resultado das ferramentas de otimização.

Atualmente, existem três versões da Plataforma, com enfoques distintos a depender do produto final desejado: apenas hidrogênio, amônia verde ou e-metanol. As versões de amônia ou e-metanol possuem, também, o cálculo da produção de hidrogênio verde, uma vez que o utilizam como insumo no processo produtivo.

Interação do Usuário

Para simplificar a interação do usuário com a Plataforma, na “aba “Painel Central” é possível inserir as principais premissas de modelagem, além de visualizar gráficos e dados relevantes que resultam dos cálculos da ferramenta. Já na aba “Painel Avançado”, é possível editar com mais detalhes outras premissas. A Tabela 6.1 apresenta o detalhamento de todas as premissas que podem ser inseridas no Painel Central”.

Por fim, a aba “Filtro de Dados” fornece as premissas que são utilizadas em opções do tipo *drop down* no “Painel Central” e no “Painel Avançado”.

Tabela 6.1. Detalhamento das variáveis do “Painel Central”.

GERAÇÃO RENOVÁVEL			
PREMISSAS OPERACIONAIS DE GERAÇÃO Capacidade Nominal da Usina Solar (MWp): 1 Curva Típica de Geração Solar: Média do Nordeste Solar Capacidade Nominal da Usina Eólica (MWp): 90 Curva Típica de Geração Eólica: Média do Nordeste Eólica			
PREMISSAS DE CUSTOS DE INVESTIMENTO Custo por MW do Parque de Ger. Solar (US\$): 1.045.000,00 Custo por MW do Parque de Ger. Eólica (US\$): 1.297.268,87 Superlúrio 1.045.000,00 1.297.268,87			
PREMISSAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS DO PARQUE SOLAR Custo do Equity Anual - Ke: 9,30% Custo do Financiamento com Recursos Externos: 3,70% Percentual do Investimento com Financiamento Externo: 70,00% Prazo de Carência do Financiamento (Anos): 2 Prazo de Amortização do Financiamento (Anos): 18 Prazo Total do Financiamento (Anos): 20 Sistema de Amortização do Financiamento do Eletrolisador: SAC PREMISSAS DE IMPOSTOS DO PARQUE SOLAR Lucro Real: 0,00% ICMS: 0,00% PIS: 0,00% Cofins: 0,00% CSLL: 0,00% IR - Parte 1: 0,00% IR - Parte 2 (no caso de lucro real): 0,00%			
PREMISSAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS DO PARQUE EÓLICO Custo do Equity Anual - Ke: 9,30% Custo do Financiamento com Recursos Externos: 3,70% Percentual do Investimento com Financiamento Externo: 70,00% Prazo de Carência do Financiamento (Anos): 2 Prazo de Amortização do Financiamento (Anos): 18 Prazo Total do Financiamento (Anos): 20 Sistema de Amortização do Financiamento do Eletrolisador: SAC PREMISSAS DE IMPOSTOS DO PARQUE EÓLICO Lucro Real: 0,00% ICMS: 0,00% PIS: 0,00% Cofins: 0,00% CSLL: 0,00% IR - Parte 1: 0,00% IR - Parte 2 (no caso de lucro real): 0,00%			
Encontrar LCOE da Usina Solar RESULTADOS FINANCEIROS SOLAR LCOE (US\$): 51,31 LCOE (R\$): 256,54 WACC (%): 5,38% TIR do Projeto (%): 5,38% TIR do Adquirente (%): 5,21% ICD no 3º Ano: 1,20 Estimar LCOE da Usina Eólica RESULTADOS FINANCEIROS EÓLICA LCOE (US\$): 97,39 LCOE (R\$): 186,97 WACC (%): 5,38% TIR do Projeto (%): 5,38% TIR do Adquirente (%): 5,27% ICD no 3º Ano: 1,19			
PREMISSAS DO ELETROLISADOR PREMISSAS DE CUSTOS DE INVESTIMENTO Custo por MW do Eletrolisador (US\$): 1.362.333 Investimento em Infraestrutura (R\$): 1.328.000 Taxa de Câmbio (R\$/US\$): 5 Superlúrio 1.362.333 1.328.000			
PREMISSAS DO SISTEMA DE ELETROÍLISE PREMISSAS OPERACIONAIS DO ELETROLISADOR Capacidade do Eletrolisador (MW): 10 Tecnologia do Eletrolisador: ALK			
PREMISSAS DE IMPOSTOS DO ELETROLISADOR Lucro Real: 18,00% ICMS: 1,65% PIS: 7,60% Cofins: 9,00% CSLL: 15,00% IR - Parte 1: 10,00% IR - Parte 2 (no caso de lucro real): 10,00%			
PREMISSAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS DO ELETROLISADOR Custo do Equity Anual - Ke: 9,30% Custo do Financiamento com Recursos de P&D: 0,00% Custo do Financiamento com Recursos Externos: 3,70% Percentual do Investimento com Recursos de P&D: 0,00% Percentual do Investimento com Financiamento Externo: 70,00% Prazo de Carência do Financiamento: 2 Prazo de Amortização do Financiamento: 18 Prazo Total do Financiamento: 20 Sistema de Amortização do Financiamento do Eletrolisador: SAC			
PREMISSAS DE TRANSMISSÃO E ENERGIA PREMISSAS DE TRANSMISSÃO TUST de Compra Fora da Ponta: 6,55 TUST de Compra na Ponta: 6,75 TUST Geração: 8,95			
PREMISSAS DE ENERGIA Preço de Compra de Energia (Anos 1, 2, 3 e 4) (R\$/MWh): 140 Preço de Compra de Energia (Anos 5, 6, 7 e 8): 150 Preço de Compra de Energia (Anos 9, 10, 11 e 12): 180 Preço de Compra de Energia (Anos 13, 14, 15 e 16): 200 Preço de Compra de Energia (Anos 17, 18, 19 e 20): 200 Encargos Sobre a Energia Comprada (R\$/MWh): 80 Preço de Venda da Energia Excedente: 0 Periodicidade do Matching de Energia: Mês			

Fonte: Elaboração própria.

Visualização dos Blocos Construtivos

Como apresentado anteriormente, a ferramenta de simulação foi construída de forma modular, por blocos, que se integram para resultar na análise preliminar de viabilidade de uma planta de hidrogênio. Na ferramenta, de

acordo com as abas mostradas na Figura 6.2, os blocos principais possuem uma identificação e as informações apresentadas são apenas para consulta do detalhamento de cada escolha feita nas abas “Painel Central” e “Painel Avançado”. Abaixo, os blocos bem como suas principais características, serão apresentados para compreensão do usuário da ferramenta.

Bloco de Energia Elétrica

No bloco de energia elétrica, é calculada a geração de energia própria, a partir de curvas de potência unitária que utilizam dados do ONS para o ano de 2022. Em seguida, a quantidade gerada é confrontada com a quantidade consumida pelo eletrolisador, para chegar ao cálculo do balanço energético.

Caso falte energia para suprir a demanda da unidade de eletrólise, assume-se que esta é adquirida no mercado livre ou através de autoprodução por equiparação.

A Figura 6.3 apresenta o bloco de energia elétrica, assim como seus sub-blocos. Os dados de saída são obtidos pela integração dos resultados de cada módulo e suas interconexões.

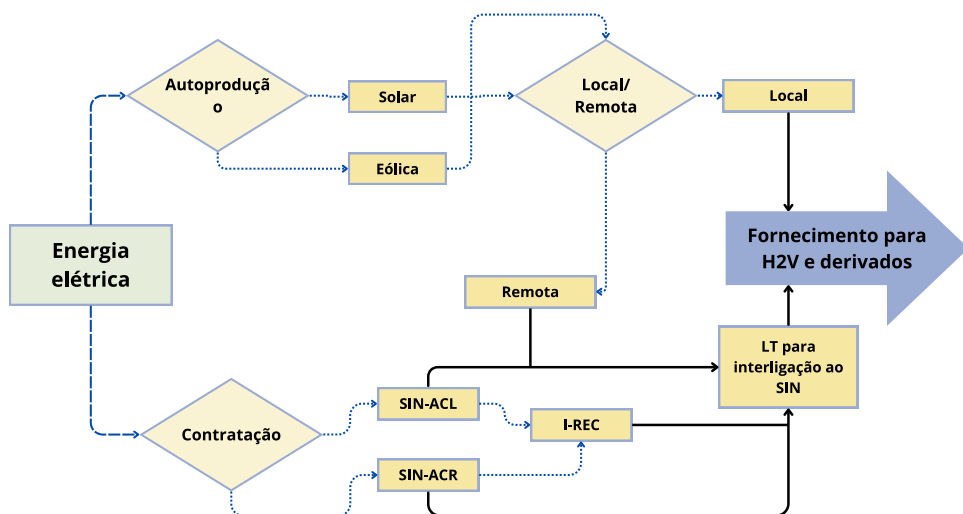


Figura 6.3. Fluxograma representativo do bloco de energia elétrica e de produção de hidrogênio do simulador.

Fonte: Elaboração própria.

Para efeito de simulação da planta de autoprodução, a potência da planta de geração é definida, inicialmente, de acordo com a demanda do eletrolisador. Como observado no fluxograma da Figura 6.3, a energia da planta de autoprodução pode ser proveniente das fontes solar e/ou eólica. Desta forma, para a obtenção da energia simulada, é disponibilizada uma lista de módulos fotovoltaicos e aerogeradores, de acordo com modelos comercializados atualmente no mercado, com seus respectivos dados técnicos.

No caso dos módulos fotovoltaicos e aerogeradores, os dados técnicos mais relevantes para a seleção do modelo são capacidade nominal (MW), curva típica de geração horária (para definição do fator de capacidade) e taxa de degradação.

A partir dos dados técnicos, é possível calcular a capacidade das plantas de geração. Nestes termos, a energia produzida ao longo do ano (kWh/ano) é calculada de acordo com o modelo de placa e/ou turbina dos equipamentos utilizados e pela disponibilidade de recursos oferecidos no local. A análise econômica é, então, realizada, em função dos dados de CAPEX e OPEX da planta ou plantas de geração propostas e dos custos da energia contratada no mercado livre. Observa-se que os custos de CAPEX e OPEX parametrizados na Plataforma seguem uma curva de *scaling factor*.

Assim, é comparado o montante total de energia demandada *vis-à-vis* a energia própria produzida. Como a demanda de energia é inelástica – mantido constante o fator de capacidade –, eventuais déficits, representados pela diferença entre a demanda total de energia e a oferta própria gerada, são supridos por meio do abastecimento pela rede de transmissão. Neste caso, contratos de compra de energia se fazem necessários. Por outro lado, quando há excedentes de energia, ou seja, um volume de energia gerado maior do que o consumido, o excedente é injetado na rede, sendo precificada ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), valor pode ser alterado na Plataforma.

No caso do *match* mensal entre a geração e o consumo de energia, é considerado, para o período de um mês, o montante de energia gerado (MWh) tanto pelo parque eólico como pela usina solar, o qual é cotejado com a demanda total das diferentes unidades de produção (hidrogênio e seus derivados), no mesmo intervalo de tempo. A geração de energia renovável é confrontada, mês a mês, com a demanda de energia, a qual é constante ao longo dos meses, dado que se supõe que seu funcionamento é 24 horas por dia, cerca de 350 dias por ano. O crescimento do consumo de energia ocorrerá apenas por conta dos efeitos da taxa de degradação.

No caso do *match* horário, o mesmo cálculo do *match* mensal é realizado para estimar o balanço energético, porém com base em uma periodicidade

horária. Ao se conjugar a produção solar e eólica, busca-se obter complementariedade das fontes de geração, visando não apenas reduzir o custo médio da energia gerada (LCOE), mas também minimizar o saldo de energia tanto vendida como comprada. Mesmo com um volume de geração anual equivalente ao consumo anual de energia, é inevitável o recurso à rede de transmissão e/ou sistemas estáticos de baterias (BESS) para suprir déficits de geração ou injetar excedentes de energia. Em alguns momentos, o somatório da energia produzida pela usina solar, acrescida da geração eólica, não é suficiente para atender a demanda do eletrolisador. Em outros momentos, contudo, há superávit de geração.

Analisando a necessidade de energia com base horária, a Figura 6.4 apresenta, em vermelho, os valores das horas nas quais houve déficit de geração e, em verde, das horas em que são apurados superávits de geração.

Hora/Ano	Diferença: Geração Total - Consumo (MWh)																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	-22,6	-33,3	-36,3	-36,8	-37,2	-37,7	-38,2	-38,6	-39,1	-39,6	-40,1	-40,6	-41,1	-41,6	-42,1	-36,1	-36,5	-37,0	-37,5	-37,9
2	-35,2	-45,8	-48,8	-49,2	-49,6	-50,1	-50,5	-50,9	-51,4	-51,8	-52,3	-52,7	-53,2	-53,6	-54,1	-48,1	-48,5	-48,9	-49,3	-49,8
3	-38,0	-48,6	-51,6	-52,0	-52,4	-52,8	-53,3	-53,7	-54,1	-54,6	-55,0	-55,4	-55,9	-56,3	-56,8	-50,8	-51,2	-51,6	-52,0	-52,4
4	-36,4	-47,0	-50,0	-50,4	-50,8	-51,2	-51,7	-52,1	-52,5	-53,0	-53,4	-53,9	-54,3	-54,8	-55,2	-49,2	-49,6	-50,0	-50,5	-50,9
5	-30,1	-40,7	-43,7	-44,2	-44,6	-45,1	-45,5	-46,0	-46,4	-46,9	-47,4	-47,8	-48,3	-48,8	-49,2	-43,2	-43,7	-44,1	-44,5	-45,0
6	-18,2	-28,9	-32,0	-32,5	-32,9	-33,4	-33,9	-34,4	-34,9	-35,4	-35,9	-36,4	-36,9	-37,4	-37,9	-31,9	-32,4	-32,9	-33,4	-33,8
7	-16,4	-27,2	-30,2	-30,7	-31,2	-31,7	-32,2	-32,7	-33,2	-33,7	-34,2	-34,7	-35,2	-35,7	-36,3	-30,3	-30,8	-31,3	-31,8	-32,3
8	-8,8	-19,8	-22,9	-23,4	-24,0	-24,5	-25,1	-25,6	-26,2	-26,7	-27,3	-27,9	-28,4	-29,0	-29,6	-23,7	-24,2	-24,8	-25,3	-25,8
9	-1,8	-13,0	-16,1	-16,7	-17,3	-17,9	-18,5	-19,1	-19,7	-20,3	-20,9	-21,5	-22,1	-22,7	-23,4	-17,5	-18,1	-18,7	-19,2	-19,8
10	9,2	-2,0	-5,2	-5,8	-6,4	-7,0	-7,7	-8,3	-8,9	-9,5	-10,2	-10,8	-11,5	-12,1	-12,7	-6,9	-7,5	-8,1	-8,7	-9,4
11	8,4	-2,8	-5,9	-6,5	-7,1	-7,7	-8,3	-8,9	-9,5	-10,2	-10,8	-11,4	-12,0	-12,7	-13,3	-7,4	-8,0	-8,6	-9,2	-9,8
12	11,7	0,4	-2,8	-3,4	-4,0	-4,6	-5,3	-5,9	-6,5	-7,2	-7,8	-8,5	-9,1	-9,8	-10,4	-4,6	-5,2	-5,8	-6,4	-7,1
13	20,7	9,4	6,2	5,6	4,9	4,3	3,7	3,0	2,4	1,7	1,1	0,4	-0,3	-0,9	-1,6	4,2	3,6	3,0	2,3	1,7
14	-2,8	-13,7	-16,8	-17,3	-17,8	-18,4	-18,9	-19,4	-20,0	-20,5	-21,1	-21,6	-22,2	-22,8	-23,3	-17,4	-17,9	-18,5	-19,0	-19,5
15	-9,3	-20,2	-23,2	-23,8	-24,3	-24,8	-25,3	-25,8	-26,3	-26,9	-27,4	-27,9	-28,5	-29,0	-29,6	-23,6	-24,2	-24,7	-25,2	-25,7
16	13,4	2,3	-0,9	-1,4	-2,0	-2,6	-3,2	-3,8	-4,4	-5,0	-5,6	-6,2	-6,8	-7,4	-8,0	-2,1	-2,7	-3,3	-3,9	-4,4
17	16,0	4,9	1,7	1,1	0,5	-0,1	-0,7	-1,3	-1,9	-2,5	-3,1	-3,7	-4,3	-5,0	-5,6	0,3	-0,3	-0,9	-1,5	-2,1
18	21,7	10,5	7,3	6,7	6,1	5,5	4,9	4,3	3,7	3,1	2,4	1,8	1,2	0,5	-0,1	5,7	5,1	4,5	3,9	3,3
19	27,5	16,3	13,2	12,5	11,9	11,3	10,7	10,1	9,4	8,8	8,2	7,5	6,9	6,2	5,6	11,4	10,8	10,2	9,6	9,0
20	25,0	13,8	10,7	10,1	9,5	8,9	8,2	7,6	7,0	6,4	5,7	5,1	4,5	3,8	3,2	9,0	8,4	7,8	7,2	6,6
21	-8,0	-18,8	-21,9	-22,4	-22,9	-23,4	-23,9	-24,5	-25,0	-25,5	-26,0	-26,6	-27,1	-27,7	-28,2	-22,3	-22,8	-23,3	-23,8	-24,3
22	-13,5	-24,3	-27,4	-27,8	-28,3	-28,8	-29,3	-29,8	-30,3	-30,8	-31,4	-31,9	-32,4	-32,9	-33,4	-27,5	-28,0	-28,5	-29,0	-29,4
23	-3,6	-14,5	-17,6	-18,1	-18,7	-19,2	-19,7	-20,2	-20,8	-21,3	-21,9	-22,4	-23,0	-23,5	-24,1	-18,1	-18,7	-19,2	-19,7	-20,2
24	27,9	16,7	13,6	12,9	12,3	11,7	11,1	10,5	9,8	9,2	8,6	7,9	7,3	6,6	6,0	11,8	11,2	10,6	10,0	9,3

Figura 6.4. Matriz de resultados do balanço energético hora a hora (MWh).

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do ONS (2022).

Além disso, a ferramenta de simulação considera como premissa os custos de interligação ao SIN, dados pela TUST. A TUST é uma tarifa mensal, calculada em função da localização do ponto de conexão e da potência contratada que define o limite contratado para injeção (TUST-geração) ou absorção (TUST-carga) de energia do SIN, com um valor fixo que independe do efetivo uso da rede de transmissão.

A incidência da TUST ocorre tanto em relação à energia gerada pelas unidades solares e eólicas, como em relação à energia consumida pelas unidades de produção de hidrogênio, ou seja, TUST-geração e TUST-carga. Portanto,

uma vez que a energia tenha transitado pela Rede Básica, há incidência da TUST, seja como consumidor (TUSTc) seja como gerador (TUSTg).

Considerando que o valor da TUST varia, a depender da localização do projeto e do horário de pico e fora do pico, adotaram adotados como valores de referência aqueles praticados na região analisada.

Bloco de Produção de Hidrogênio

Este bloco é formado pela aba responsável pelo cálculo da produção do H₂V, com a possibilidade de escolha Considera-se a possibilidade de escolher entre as tecnologias PEM ou alcalina. O cálculo é realizado a partir dos parâmetros inseridos no “Painel Central”, sendo os dados técnicos mais relevantes: i) capacidade Nominal; capacidade de Produção de H₂V por hora; ii) consumo de Energia; ii) taxa de degradação; iv) fator de Capacidade; e v) *ramp Up* de Produção.

Ano	Fator de Capacidade	Horária	Diária	Anual	Produção		% Energia Comprada
					Anual c/ Energia Própria	Anual c/ Energia Comprada	
1	95,00%	67,79	1.627,01	593.858	593.858	0	0,0%
2	95,00%	161,01	3.864,14	1.410.413	1.410.413	0	0,0%
3	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
4	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
5	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
6	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
7	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
8	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
9	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
10	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
11	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
12	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
13	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
14	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
15	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
16	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
17	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
18	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
19	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
20	95,00%	169,48	4.067,52	1.484.645	1.484.645	0	0,0%
Média	95,00%	163,97	3.935,33	1.436.394	1.436.394	0	0,0%

Figura 6.5. Aba “Produção de Hidrogênio” da ferramenta de simulação.

Fonte: Elaboração própria.

Bloco de Produção de Amônia

Uma versão da Plataforma permite que o usuário calcule a produção de amônia verde, bem como o seu custo nivelado, utilizando como insumo o H₂V produzido. Vale ressaltar que este bloco considera uma produção fixa de amônia com capacidade para incorporar a produção de um eletrolisador de 100 MW de potência, produzindo cerca de 80 mil toneladas de amônia verde por ano. Caso o usuário deseje alterar essa relação, é preciso alterar também

as demais premissas pré inseridas na Plataforma. O cálculo é realizado a partir dos parâmetros inseridos no “Painel Central”, sendo os dados técnicos mais relevantes: i) capacidade Nominal; ii) CAPEX da síntese de amônia, do compressor e do nitrogênio; e ii) fator de Capacidade da planta de amônia.

Ano	Fator de Capacidade	Produção de Amônia (toneladas)			Produção de Nitrogênio (toneladas)		
		Horária	Diária	Anual	Horária	Diária	Anual
1	100,00%	3,66	87,76	32.033	3,51	84,20	30.732
2	100,00%	8,94	214,67	78.354	7,41	177,75	64.879
3	100,00%	9,41	225,74	82.395	7,80	187,11	68.294
4	100,00%	9,40	225,51	82.313	7,80	187,11	68.294
5	100,00%	9,39	225,29	82.230	7,80	187,11	68.294
6	100,00%	9,38	225,06	82.148	7,80	187,11	68.294
7	100,00%	9,37	224,84	82.066	7,80	187,11	68.294
8	100,00%	9,36	224,61	81.984	7,80	187,11	68.294
9	100,00%	9,35	224,39	81.902	7,80	187,11	68.294
10	100,00%	9,34	224,16	81.820	7,80	187,11	68.294
11	100,00%	9,33	223,94	81.738	7,80	187,11	68.294
12	100,00%	9,32	223,72	81.656	7,80	187,11	68.294
13	100,00%	9,31	223,49	81.575	7,80	187,11	68.294
14	100,00%	9,30	223,27	81.493	7,80	187,11	68.294
15	100,00%	9,29	223,05	81.412	7,80	187,11	68.294
16	100,00%	9,28	222,82	81.330	7,80	187,11	68.294
17	100,00%	9,27	222,60	81.249	7,80	187,11	68.294
18	100,00%	9,27	222,38	81.168	7,80	187,11	68.294
19	100,00%	9,26	222,15	81.086	7,80	187,11	68.294
20	100,00%	9,25	221,93	81.005	7,80	187,11	68.294
Média	100,00%	9,02	216,57	79.048	7,56	181,49	66.245

Figura 6.6. Aba “Produção de Amônia Verde e de Nitrogênio” utilizado no processo.

Fonte: Elaboração própria.

Bloco de Produção de Metanol

Existe também outra versão da Plataforma que permite a estimativa da produção de e-metanol utilizando como insumo o H₂V produzido. Assim como no caso da amônia verde, todas as premissas técnico-operacionais inseridas para o metanol consideram uma planta que utiliza como insumo a produção resultante de um eletrolisador de 100 MW de capacidade instalada. Caso o usuário deseje alterar essa relação, é preciso alterar também as demais premissas pré inseridas na Plataforma.

O cálculo é realizado a partir dos parâmetros apresentados no “Painel Central”, sendo os dados técnicos mais relevantes: i) produção de Metanol por tonelada de H₂; ii) quantidade de CO₂ por tonelada de e-metanol; iii) consumo de solvente por CO₂; e iv) consumo de energia.

Ano	Fator de Capacidade	Produção de Metanol (toneladas)			Quantidade de CO2 capturado (toneladas)		
		Horária	Diária	Anual	Horária	Diária	Anual
1	100,00%	1,74	41,72	15.227	2,49	59,66	21.775
2	100,00%	4,13	99,08	36.164	5,90	141,69	51.715
3	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
4	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
5	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
6	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
7	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
8	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
9	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
10	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
11	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
12	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
13	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
14	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
15	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
16	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
17	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
18	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
19	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
20	100,00%	4,35	104,30	38.068	6,21	149,14	54.437
Média	100,00%	4,20	100,91	36.831	6,01	144,30	52.668

Figura 6.7. Aba “Produção de Metanol e CO₂” capturado no processo.

Fonte: Elaboração própria.

Bloco Financeiro

O bloco financeiro integra os custos (capital e operação) à produção de hidrogênio e aos parâmetros financeiros a serem testados. Dessa integração, são obtidos indicadores financeiros (LCOE, LCOH, TIR, entre outros) que podem ser comparados com estudos de *benchmark* ou com valores que irão subsidiar uma análise de viabilidade do projeto. No bloco, estão consideradas diferentes condições financeiras (custos, prazo de carência, prazo total, montante de recursos e outras) a serem previstas para as fontes de recursos, assim como o custo médio ponderado de capital (WACC) e as condições de comercialização do hidrogênio.

Assim, a ferramenta incorpora projeções financeiras e, a partir dos valores de LCOH, CAPEX, OPEX, vida útil, produção anual de hidrogênio e preço estimado de venda, incluindo períodos de *ramp-up*, é analisado o desempenho financeiro do projeto, para diferentes condições. Tendo em vista a relevância do preço de venda do hidrogênio sobre a viabilidade econômico-financeira do projeto, a Plataforma prevê que esse parâmetro seja estabelecido como um valor arbitrado a cada consulta.

A Figura 6.8 apresenta a visualização da estrutura do bloco de financiamento, assim como o detalhamento e as definições das principais variáveis a serem inseridas na Plataforma. Cabe salientar que, na ferramenta de simulação, os resultados numéricos que estão entre parênteses se referem a valores negativos.

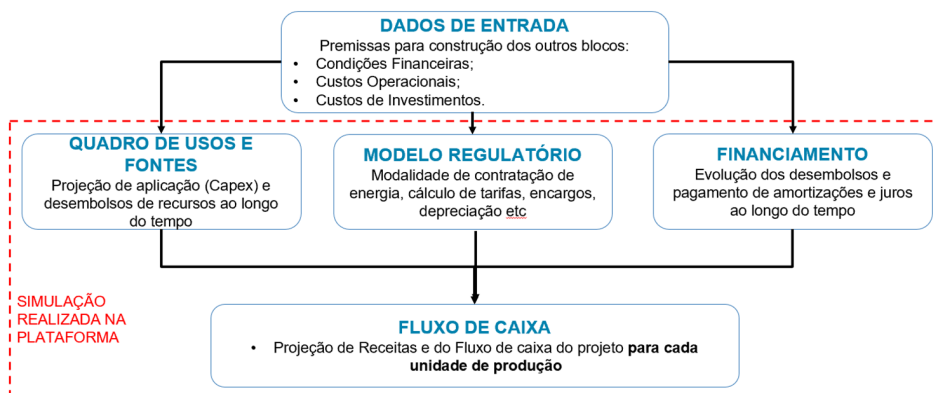


Figura 6.8. Aba “Financiamento” da ferramenta de simulação.

Fonte: Elaboração própria.

CAPEX e OPEX

Os dados de CAPEX e OPEX foram estimados e definidos a partir de referências bibliográficas e, em seguida, aplicado o *scaling factor*. O estudo publicado pela Agora (2023)¹, aponta que, com o aumento da escala de produção de determinado produto/tecnologia, se espera que os custos unitários de produção tenham uma trajetória decrescente.

Os eletrolisadores, assim como ocorreu com os painéis solares e aerogeradores, devem apresentar uma redução de custo com o aumento da escala de produção acumulada. A IEA, no estudo *Global Hydrogen Review* (2021), apresenta uma projeção de acentuada queda no valor do CAPEX do eletrolisador, conforme consta na Figura 6.9.

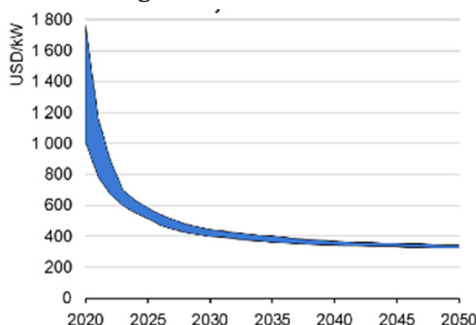


Figura 6.9. Evolução do CAPEX do eletrolisador.

Fonte: IEA (2021).

¹ Vide: Agora Industry and Umlaut: Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful. Version: 1.0, July 2023.

Tomando como referência os valores do CAPEX do eletrolisador adotados nos cenários estudados pelo GESEL-UFRJ, foi desenvolvida uma função exponencial, de acordo com metodologia apresentada pela Agora (2023), a partir da qual é possível estimar o valor do CAPEX do eletrolisador alcalino para a escala de 100 MW.

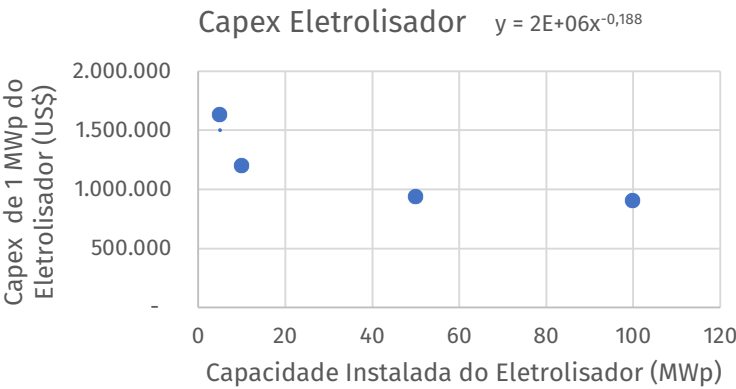


Figura 6.10. Fator escala CAPEX do eletrolisador².

Fonte: Elaboração própria.

Exercícios semelhantes foram realizados para se estimar o fator escala para as energias eólica e solar PV. Os gráficos abaixo apresentam o fator escala utilizado para se estimar o CAPEX das unidades de geração:

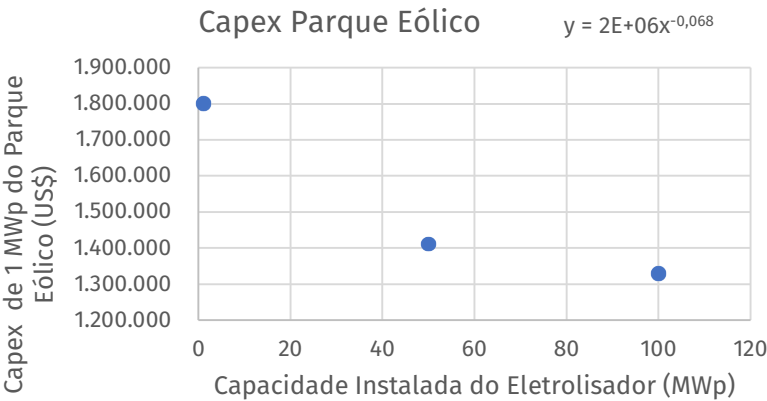


Figura 6.11. Fator escala CAPEX geração eólica *onshore*.

Fonte: Elaboração própria.

² Na equação do fator escala, o componente “E” é igual a 10 elevado à sexta potência, isto é, um milhão (E = 10⁶).

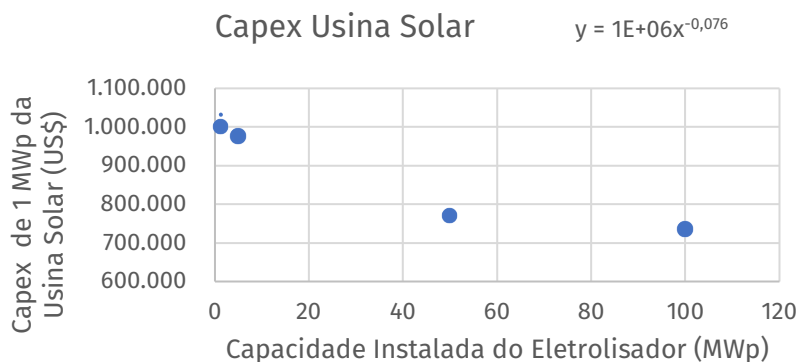


Figura 6.12. Fator escala CAPEX geração solar PV.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 6.2 apresenta um exemplo de premissas de custo, financeiras e de impostos aplicáveis ao eletrolisador.

Tabela 6.2. Premissas do “Bloco Financeiro” relativas ao eletrolisador.

PREMISSAS DE CUSTOS DE INVESTIMENTO	
Custo por MW do Eletrolisador (US\$):	1.362.333
Investimento em Infraestrutura (R\$):	1.328.000
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	5
PREMISSAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS DO ELETROLISADOR	
Custo do Equity Anual - Ke	9,30%
Custo do Financiamento com Recursos de P&D	0,00%
Custo do Financiamento com Recursos Externos	3,70%
Percentual do Investimento com Recursos de P&D	0,00%
Percentual do Investimento com Financiamento Externo	70,00%
Prazo de Carência do Financiamento	2
Prazo de Amortização do Financiamento	18
Prazo Total do Financiamento	20
Sistema de Amortização do Financiamento do Eletrolisador	SAC
PREMISSAS DE IMPOSTOS DO ELETROLISADOR	
Cálculo do Lucro	Lucro Real
ICMS	18,00%
PIS	1,65%
Cofins	7,60%
CSLL	9,00%
IR - Parte 1	15,00%
IR - Parte 2 (no caso de lucro real)	10,00%

Fonte: Elaboração própria.

Fluxo de Caixa

Por fim, a aba “Fluxo de Caixa” é o momento final de integração de todos os blocos e as variáveis da modelagem são utilizadas para gerar previsões de receitas e despesas no prazo de até 20 anos. A partir desta, é possível encontrar o LCOH como sendo o valor que iguala a TIR do projeto ao WACC. Ademais, por meio dos fluxos de caixa da usina solar e do parque eólico, também é gerado o LCOE.

Visualização de Resultados

Custo Nivelado da Energia

Após selecionar todos os parâmetros desejados para o modelo, é possível calcular o LCOE das unidades solar e eólica através do “Painel Central”. É importante destacar que, antes de calcular o LCOH, é preciso selecionar essas opções para obter os valores corretos de LCOE da modelagem proposta, uma vez que este é utilizado como *input* para o cálculo do custo da energia própria, no fluxo de caixa do eletrolisador.

Custo Nivelado do Hidrogênio, da Amônia e do e-Metanol

Após selecionar todos os parâmetros desejados para o modelo, é possível calcular o LCOH selecionando a opção de “Encontrar LCOH do H₂ Verde”, localizada no “Painel Central”. Na Plataforma que calcula a produção de amônia verde e na Plataforma do e-metanol, é possível calcular o LCOA selecionando a opção de “Calcular LCOA” e o LCOM na opção de “Calcular LCOM”, localizadas no “Painel Central”.

Ferramenta de Otimização

A Plataforma apresenta uma opção para otimizar a capacidade nominal dos parques geradores, visando obter o menor LCOH possível. Em linhas gerais, o algoritmo³ parte de uma tentativa de solução aleatória e, por meio de verificações em soluções vizinhas (combinações de capacidade próximas), determina se há possibilidade de melhoria do LCOH. Não havendo, o algoritmo

3 O método de otimização empregado é denominado de *Hill Climbing*, sendo selecionado em função de diversos fatores, dentre os quais os mais relevantes são as restrições da planilha Excel, o tempo de processamento e a ausência de mínimos locais (visto que se trata de uma função convexa) para a determinação da combinação ótima das escalas das plantas eólica e fotovoltaica.

conclui que alcançou a solução ótimae, caso contrário, atualiza a melhor so-
lução e repete o procedimento.

Na planilha, o primeiro passo é a construção de uma matriz onde cada eixo representa a capacidade de cada tipo de planta. Uma vez construída a matriz, o otimizador escolhe a combinação inicial a partir da célula situada no centro da matriz e começa a traçar um caminho em direção às células que apresentam um menor LCOH. Em cada célula, que representa um par ou combinação específica de capacidade solar e eólica, é realizado o cálculo do LCOH, bem como nas células no seu entorno. Esse movimento é realiza-
do, sucessivamente, quantas vezes for necessário até se atingir a célula com o menor valor de LCOH. A Figura 6.13 ilustra um exemplo do processo de otimização.

Mapa de Otimização das Capacidades		Capacidade da Fotovoltaica - Média do Nordeste Solar									
Capacidade da Eólica - Média do Nordeste Eólica		1	10	20	30	40	50	60	70	80	90
1		6,63	6,495	6,333	6,165	6,009	5,925	5,896	5,884	5,872	5,863
10		6,047	5,973	5,806	5,702	5,645	5,625	5,61	5,599	5,589	5,58
20		5,631	5,669	5,648	5,598	5,577	5,558	5,543	5,53	5,519	5,51
30		5,5	5,538	5,542	5,551	5,538	5,523	5,509	5,496	5,484	5,474
40		5,397	5,452	5,486	5,502	5,505	5,497	5,485	5,473	5,462	5,452
50		5,347	5,411	5,442	5,461	5,47	5,472	5,465	5,455	5,445	5,435
60		5,322	5,38	5,408	5,427	5,438	5,444	5,443	5,437	5,43	5,421
70		5,303	5,355	5,38	5,398	5,41	5,418	5,421	5,42	5,416	5,409
80		5,286	5,334	5,357	5,373	5,386	5,395	5,401	5,402	5,402	5,397
90		5,272	5,316	5,337	5,353	5,364	5,374	5,38	5,384	5,385	5,384

Figura 6.13. Trajetória percorrida pelo modelo de otimização (LCOH em US\$/kg).

Fonte: Elaboração própria.

Verifica-se, no exemplo acima, que a célula EM verde-escuro, com LCOH de US\$ 5,272/kg e apenas uma unidade de geração eólica de 90 MWp, é o resultado otimizado. Cabe ressaltar que a ferramenta de otimização é extremamente sensível aos *inputs* lançados no modelo, como o LCOE ou o CAPEX, por exemplo. Considera-se, também, a possível complementariedade das fontes de energia, de modo a minimizar ou maximizar o valor da compra e venda de energia. Ademais, o preço da energia comprada e vendida no mercado é uma variável que o modelo de otimização considera quando se busca encontrar a configuração ótima de geração.

Aplicação da Plataforma na Concepção e Avaliação da Produção de Amônia Verde

Adely Branquinho

Francesco Tommaso

Kalyne Brito

Maurício Moszkowicz

Michelle Malher

Nelson Siffert

Thereza Aquino

Contextualização

Neste capítulo, diversos casos de produção de amônia são examinados, retratando arranjos produtivos específicos, com diferentes alternativas de integração à montante e à jusante da produção de hidrogênio. Tendo em vista a complexidade logística para se transacionar diretamente com o hidrogênio, buscou-se, neste capítulo, a incorporação da produção de amônia a partir do hidrogênio produzido, ampliando, assim, as possibilidades de novas alternativas de mercado.

Os indicadores calculados, como o LCOA, consideraram dados técnicos e econômicos que são de domínio público, disponíveis em revistas, artigos especializados e estudos acadêmicos⁴. Dessa forma, os valores projetados para o LCOA são preliminares e indicativos.

Para a elaboração dos casos de análise, foi utilizada a Plataforma H2GLab (vide Capítulo 6), que permite desenhar modelos de negócio, introduzir indicadores técnicos, operacionais, econômicos, financeiros e regulatórios e, finalmente, obter resultados para a avaliação dos casos propostos.

⁴ IRENA (2023), IEA (2023), Instituto Franhoufer (2023), *Hydrogen Europe* (2023), *Hydrogen Council* (2023), Prastchener *et al.* (2023), Sollai *et al.* (2023), entre outros.

No sentido de permitir um quadro abrangente, são apresentados os valores obtidos para o custo nivelado da energia renovável (LCOE) e do hidrogênio (LCOH) verde, dado que representam importantes insumos na produção da amônia. Espera-se, assim, ampliar o espectro analítico envolvendo o uso de um produto derivado do hidrogênio.

Sistema Básico de 100 MW de Eletrólise para a Produção de Amônia Verde

A escolha do sistema básico de 100 MW de eletrólise deve-se ao fato de ser uma escala representativa, guardando correspondência com algumas iniciativas reportadas na literatura.

Assim, no contexto do sistema base, foram considerados quatro casos:

Caso 1 – Modelo integrado de produção

Elevado grau de autoprodução de energia renovável, consumida para produção de amônia verde. Dessa forma, o valor do CAPEX é elevado, porém, em contrapartida, é reduzida, em grande medida, a exposição ao mercado de energia elétrica. É previsto que o excedente de energia seja comercializado no sistema de transmissão da rede básica e os déficits supridos pelo *grid*.

Caso 2 – Modelo desintegrado de produção

Em oposição ao caso 1, tem-se como pressuposto que 100% da energia renovável consumida pelas unidades de produção de amônia é comprada no mercado livre. Neste caso, o valor do CAPEX total do projeto é significativamente menor em relação ao caso 1, mas, por outro lado, há uma maior exposição ao mercado de energia.

Caso 3 – Modelo com unidades de eletrólise e síntese da amônia situadas no mesmo local das unidades de geração renovável

Dada a relevância dos custos de transmissão e dos encargos setoriais, busca-se emular condições próximas de uma condição *offgrid*.

Caso 4 – Modelo de diferimento do investimento em geração própria

Supõe que os investimentos nas unidades de geração própria têm seu início diferido, de modo que apenas no 10º ano se inicia a geração própria de energia. Dessa forma, há uma redução substancial do montante de investimentos nos anos iniciais. Busca-se, com este modelo de negócio, analisar como explorar condições favoráveis sobre a oferta de energia no mercado de energia elétrica. Esta conjuntura pode abrir oportunidades de compras atrativas no mercado livre, com preços inferiores ao da energia autoproduzida.

Premissas da Produção de Amônia

Tradicionalmente, a amônia é produzida através do processo de Haber-Bosch, que consiste na reação entre o H_2 e N_2 em uma temperatura de 400 a 550°C e pressões de 100 a 250 bar na presença de catalisador à base de ferro. A fórmula química da amônia é NH_3 e consiste em 82,4% de nitrogênio e 17,6% de hidrogênio. Isto significa que, em 100 kg de amônia, há 17,6 kg de hidrogênio e 82,4 kg de nitrogênio.

Para as análises, foram considerados os seguintes supostos: i) fator de capacidade de 95% das horas ao longo do ano; e ii) no período de 20 anos, todo o H_2 decorrente da operação do eletrolisador alcalino de 100 MW de capacidade – equivalente a 14.846 t/ano – será destinado à produção de amônia, resultando na produção de 84.341 t/ano de amônia¹.

Para estimar a produção de amônia verde, foram empregadas premissas técnicas específicas para cada etapa de sua produção, compreendendo na unidade de síntese da amônia, unidade de captura de nitrogênio, unidade de compressão e unidade de eletrólise 100 MW ALK.

Nas próximas seções, serão detalhados os indicadores técnicos de cada unidade de produção.

Indicadores da Unidade de Síntese de Amônia

A Tabela 7.1 apresenta os principais indicadores técnicos da unidade de síntese de amônia, considerando a sua capacidade plena.

Tabela 7.1. Principais indicadores técnicos da produção de amônia.

Indicador	Valor	Unidade
Produção horária de NH_3	9,628	t / h
Consumo de energia na unidade de síntese por tonelada de amônia	1,24	MWh / t NH_3
Consumo de energia horário	12	MWh
Consumo de energia anual	106.619	MWh
Consumo de H_2 por ton de NH_3	176	kg H_2 / t NH_3
Consumo de N_2 por ton de NH_3	824	kg N_2 / t NH_3

Fonte: Elaboração própria, a partir de *Hydrogen Europe* (2023) e *Fraunhofer* (2023).

Em relação à escala de produção da planta de amônia, ressalta-se que os projetos de amônia com base no gás natural (reforma do gás metano) apresentam normalmente capacidade de produção na faixa de 500 mil t/ano.

1 Para cada tonelada de amônia, são necessários 176 kg de hidrogênio.

Assim, deve-se ter cautela ao avaliar a viabilidade técnica de instalar plantas de amônia com capacidade em torno de 100 mil t/ano.

Indicadores da Unidade de Captura de Nitrogênio

A obtenção do N₂ é realizada por meio da captura do ar, fazendo uso de unidades de separação do ar (ASU). Por meio de um processo de destilação criogênica, os componentes do ar são divididos em seus elementos primários. É um processo independente, tecnologicamente maduro e utilizado mundialmente em processos industriais. A Tabela 7.2 apresenta os principais indicadores técnicos da unidade de captura de nitrogênio.

Tabela 7.2. Indicadores técnicos da unidade de captura de N₂

Indicador	Valor	Unidade
Fator N ₂ /H ₂ V	4,681818	-
Produção horária de N ₂	7,934	t/h
Consumo de energia horário	4,4	MWh
Consumo de energia anual	38,389	MWh

Fonte: Elaboração própria, com base em Instituto Fraunhofer (2023), p. 202.

Nota: Consumo específico de energia de 0,56 kWh/kgN₂.

Indicadores da Unidade de Compressão

No processo, são consideradas duas unidades de compressão, uma para hidrogênio e outra para o nitrogênio. Os indicadores técnicos das unidades de compressão são apresentados na Tabela 7.3. O processo de compressão considera, no fluxo de massa, a compressão do N₂, a compressão do H₂ e a recirculação dessas moléculas.

Tabela 7.3. Indicadores técnicos das unidades de compressão.

Indicador	Valor	Unidade
Fluxo de massa	19,3	t/h
Pressão de entrada	30	bar
Pressão de saída	80	bar
Consumo de energia na compressão do H ₂	0,40	kWh/kg
Consumo de energia horário	7,7	MWh
Consumo de energia anual	67.480	MWh

Fonte: Elaboração própria, a partir de Fraunhofer (2023), p. 202.

Nota: Consumo específico de energia de 0,4 kWh/kg.

Indicadores da Unidade de Eletrólise 100 MW ALK

A Tabela 7.4 apresenta as premissas técnico-operacionais empregadas na unidade do eletrolisador alcalino.

Tabela 7.4. Indicadores técnico-operacionais da produção de hidrogênio verde.

Modelo de Técnico Operacional – Produção de H ₂	Valor	Unidade
Capacidade dos eletrolisadores	100	MW
Capacidade de produção de H ₂ V por hora	17,84	kg de H ₂ por hora por MW
Consumo de energia do eletrolisador	59,95	kWh/kg H ₂
Produção anual de H ₂	14.846	t/ano
Taxa de degradação do eletrolisador	0,90	%, ao ano
Ramp Up de Produção (% da capacidade total)		Unidade
Ano 1	45	%
Ano 2	95	%
Ano 3	100	%
Ano 4 e subsequentes	100	%
Fator de Capacidade		Unidade
Eletrolisador	95	%

Fonte: Elaboração própria.

Quando se atinge a plena produção, com a unidade de eletrólise com 100 MW e 95% de fator de capacidade, a produção estimada chega no patamar de 14.846 toneladas de H₂V por ano. A Tabela 7.5 apresenta o volume de

produção horário e anual de hidrogênio e o correspondente consumo de energia, estimado a partir do 3º ano de produção.

Tabela 7.5. Produção de H₂ (3º ano).

Indicador	Valor	Unidade
Produção horária de H ₂	1,7	ton/h
Demanda de energia horária	102	MWh/h
Produção anual de H ₂	14.846,4	ton/ano
Demanda de energia anual	911.060	MWh/ano

Fonte: Elaboração própria.

Balanço Energético Total da Produção de Amônia

O consumo total anual de energia para a produção de amônia é apresentado na Tabela 7.6.

Tabela 7.6. Consumo anual de energia em capacidade plena de produção.

Indicador	Valor	Unidade	% do total
Síntese da amônia	106.619	MWh/ano	9,5%
Captura de nitrogênio	38.389	MWh/ano	3,4%
Compressão	67.480	MWh/ano	6,0%
Eletrolise	911.060	MWh/ano	81,1%
Demanda anual total	1.123.548	MWh/ano	100,0%

Fonte: Elaboração própria.

Verifica-se que, no processo de produção da amônia, a energia contida na produção de hidrogênio responde a 81% do total da energia consumida. As demais etapas da produção de amônia – síntese, captura de N₂ e compressão – respondem por 19% do total, sendo a etapa de compressão a mais intensiva em energia.

Premissas Adotadas para o Sistema de Energia

Sistema de Autoprodução de Energia

As premissas utilizadas para o sistema de autoprodução de energia foram:

- sistema de geração composto de unidades solares fotovoltaicas e eólicas;
- sistema de geração solar com características de insolação semelhantes às

existentes no Conjunto de São Pedro, na Bahia; e iii) sistema de geração eólica com características de potencial semelhante às existentes no Conjunto Lagoa do Barro I, localizada no Piauí;

Trata-se de sistemas de geração centralizados de grande porte e elevados fatores de capacidade. Os principais dados operacionais relativos à usina solar e ao parque eólico são apresentados na Tabela 7.7.

Tabela 7.7. Indicadores técnico-operacionais das unidades de geração solar e eólica.

Dados Operacionais – Usina Solar	Valor
Nome da Usina: Conjunto São Pedro	
Fator de Capacidade da Usina Solar (P50)	28,02%
Taxa de Degradação da Usina no 1º Ano	2,00%
Taxa de Degradação da Usina a partir do 2º Ano	0,55%
Dados Operacionais – Parque Eólico	Valor
Nome da Usina: Conjunto Lagoa do Barro I	
Fator de Capacidade do Parque Eólico	55,27
Taxa de Degradação da Usina no 1º Ano	1,00%
Taxa de Degradação da Usina a partir do 2º Ano	0,30%

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do ONS (2022).

A Tabela 7.8 apresenta, com base nos parâmetros apresentados na Tabela 7.7, a oferta máxima de energia anual de uma usina solar PV com 120 MW de capacidade e uma unidade de geração eólica de 180 MW, adotando-se as características técnicas das usinas solar e eólica selecionadas.

Tabela 7.8. Geração de energia no 3º ano de produção.

Unidade de Geração	Valor	Unidade
Geração Solar PV Anual	286.272	MWh/ano
Geração Eólica Anual	858.850	MWh/ano
Oferta Total Anual	1.145.123	MWh/ano

Fonte: Elaboração própria.

Verifica-se que a oferta anual de energia, quando se considera uma usina solar PV de 120 MW e um parque eólico de 180 MW, é estimada em 1.145.123 MWh/ano (Tabela 7.8). Desse modo, tendo em vista a configuração e o tamanho das unidades de geração de energia renovável, há um excedente de

energia anual de apenas 1,9%, comparado ao consumo total de energia de todas as unidades de produção (1.123.548 MWh – Tabela 7.6).

As Figuras 7.1 e 7.2 apresentam, respectivamente, as curvas de geração horária da usina solar e do parque eólico, em 2022, considerando as usinas de referência selecionadas. Esses perfis de geração foram utilizados para a curva de geração horária de energia. No eixo horizontal, estão as horas ao longo de um ano, totalizando 8.760 horas. No eixo vertical, está disposta a quantidade de energia gerada em cada hora, em MW de potência. Ambos os gráficos representam uma *proxy* da volatilidade horária das gerações solar e eólica ao longo do ano.

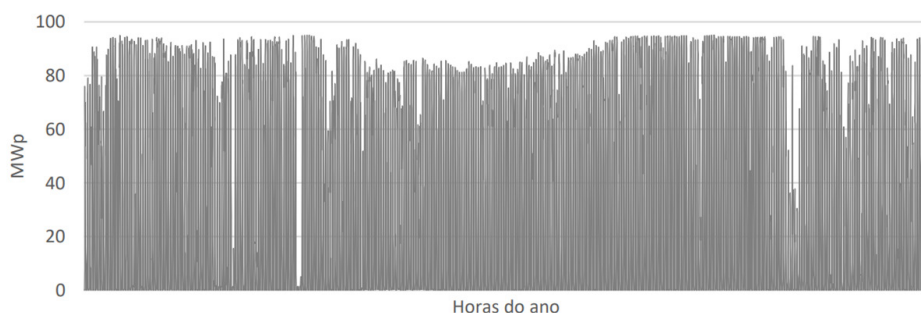


Figura 7.1. Curva de geração usina solar de 100 MWp.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do ONS (2022).

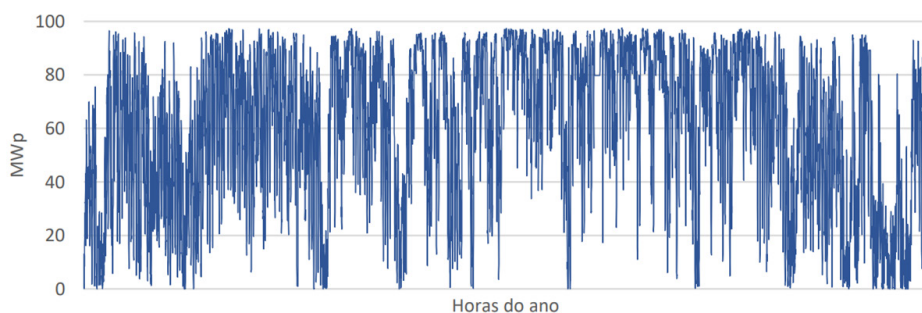


Figura 7.2. Curva de geração parque eólico de 100 MWp.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do ONS (2022).

Ao se conjugar a produção solar e eólica, busca-se obter complementariedade das fontes de geração, visando não apenas reduzir o LCOE, mas também minimizar o saldo de energia vendida e comprada da rede elétrica.

Mesmo com um volume de geração de energia anual semelhante ao consumo anual, é inevitável o acesso à rede de transmissão para lidar com

déficits ou excedentes de energia, quando se considera um balanço horário ou mensal.

A diferença entre os critérios horário e mensal deve-se ao intervalo de tempo considerado para produção e consumo da energia. Observa-se que as quantidades compradas e vendidas de energia e o valor do LCOH são impactados pela escolha do tipo de *match* entre produção e consumo de energia.

Por fim, ressalta-se que as diretrizes relativas à certificação do hidrogênio verde apontam, com base no RED II e III, que seja considerado o *match* mensal até 2029 e, após esta data, o *match* horário. Neste sentido, para os casos de autoprodução, foi realizada a comparação com base horária e mensal.

Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Considerando os requisitos da demanda de energia constante 24 horas por dia, foi adotado, em todos os casos, o suposto de conexão com a rede básica de transmissão, em tensão superior a 220 kV. A TUST é uma tarifa mensal, calculada em função da localização do ponto de conexão e da potência contratada que define um limite contratado para injeção (TUST-geração) ou absorção (TUST-carga) de energia do SIN, com um valor fixo que independe do efetivo uso da rede de transmissão.

A incidência da TUST ocorre tanto em relação à energia gerada pelas plantas solar e eólica quanto ao consumo das unidades de produção de hidrogênio e amônia. Portanto, uma vez que a energia tenha transitado pela rede básica, há incidência da TUST, como consumidor (TUSTc) ou gerador (TUSTg).

Esse mesmo raciocínio se aplica às situações de compra de energia de terceiros ou de venda de energia para o SIN, nos momentos em que ocorrer déficit ou superávit de energia. Nestes casos, incidem os dois tipos de TUST, com cálculos específicos.

Destaca-se que, no Caso 3, em que as unidades de eletrólise e síntese da amônia estão situadas no mesmo local das unidades de geração renovável, se verifica uma redução significativa no montante da TUST.

Considerando que o valor da TUST varia a depender da localização do projeto de produção de amônia, adotaram-se como valores de referência aqueles praticados no Ceará, para Acaraú II, divulgados pela ANEEL na Resolução Homologatória nº 3.217/2023.

Tabela 7.9. Valores adotados para cálculo da TUST para conexão em Acaraú II (2023).

Tarifas (R\$/kW/mês)	TUST-c	TUST-g
Ponta	6,75	8,96
Fora ponta	6,56	

Fonte: ANEEL (2023).

Os valores estimados para TUSTg e TUSTc representam um custo fixo, devendo a primeira ser distribuída entre as unidades de produção de energia (parques eólico e solar), ao passo que o custo relativo à TUSTc deve ser distribuído entre as unidades de síntese de amônia e do eletrolisador. Em função da configuração das fontes de energia, os valores da TUST são distintos, uma vez que irão depender do balanço energético específico de cada caso.

Estimativa do Valor de CAPEX e OPEX: Fator Escala

O modelo de avaliação dos custos nivelados necessita de informações de CAPEX. Tomando como referência os valores do CAPEX de eletrolisadores de diferentes escalas de produção, foi desenvolvida uma função exponencial, de acordo com metodologia apresentada pela Agora (2023), para estimar o valor do CAPEX do eletrolisador em uma escala de 100 MW ALK. A Tabela 7.10 apresenta alguns custos utilizados para inferir o custo de um eletrolisador de 100 MW.

Tabela 7.10. Valor de CAPEX por MW do eletrolisador para diferentes escalas.

CAPEX por MWp do Eletrolisador	Valor (US\$)
CAPEX 1,25 MW PEM	1.835.622
CAPEX 5 MW ALK	1.175.000
CAPEX 50 MW ALK	940.000

Fonte: Elaboração própria.

Exercícios semelhantes foram realizados para se estimar o fator escala para plantas eólicas e solares. A Tabela 7.11 apresenta as funções exponenciais obtidas, com base na metodologia apresentada pela Agora (2023). A variável x da expressão é a potência desejada em MW e o valor y é o valor obtido para o CAPEX.

Tabela 7.11. Função exponencial de fator escala.

Equipamento	Equação
Eletrolisador	$y = 2E+06x^{-0,188}$
Eólica Onshore	$y = 2E+06x^{-0,038}$
Solar PV	$y = 1E+06x^{-0,036}$

Fonte: Elaboração própria.

O fator escala (*scalling factor*) é o expoente da variável x , e, no caso do eletrolisador, é equivalente a 0,188. Observa-se que o estudo realizado pela Agora (2023) apresenta o indicador 0,1976, menos conservador do que o utilizado na análise ora realizada.

Para efeito de estimativa do CAPEX da energia eólica, foi considerado o valor de US\$ 1.553.001/MW, 22% maior do que o indicador da IRENA (2023). Para a energia solar, o CAPEX por MWp é estimado em US\$ 868.408/MWp.

Premissas Financeiras

Foram adotadas as seguintes premissas financeiras:

- A taxa de remuneração dos recursos próprios (*equity*) adotada (k_e), em termos reais, foi de 9,3% a.a.
- Em relação aos recursos de terceiros, levaram-se em conta os custos financeiros apresentados pela composição (*blend*) de diferentes linhas de financiamento do BNDES, como Fundo Clima (limitado a R\$ 80 milhões por operação), FINEM-Energias Renováveis e FINEM-Inovação, resultando em uma estimativa do custo financeiro, em termos reais, médio, ponderado de 5,5% a.a.
- Em todos os casos desenvolvidos, adotou-se o mesmo custo financeiro para o endividamento de longo prazo, sendo alocado o montante total das dívidas em quatro unidades de produção: i) unidades de geração solar; ii) unidade de geração eólica; iii) eletrolisador; e iv) unidade de síntese de amônia.
- Os fluxos de caixa projetados em cada caso para se estimar o LCOE, LCOH e LCOA são os mesmos utilizados para se avaliar a capacidade de atender às obrigações contratuais (*covenants*) de endividamento. Deste modo, a parcela das dívidas de cada unidade de produção deve ser capaz de atender ao requisito do ICSD maior do que 1,3.

- A modelagem financeira estima o montante total das dívidas e o percentual de *equity* no total do financiamento do projeto, com base nos princípios da estruturação do *project finance*. Neste caso, o fluxo de caixa do próprio projeto é a principal e única fonte de recursos para promover o repagamento das dívidas de longo prazo, necessárias para realizar a implantação do projeto.
- O projeto, envolvendo as unidades de produção de amônia verde e geração de energia, está organizado sob o ponto de vista jurídico e societário como uma ou mais SPEs. Os riscos e o fluxo de caixa são, assim, segregados.

A Tabela 7.12 apresenta as condições dos financiamentos quanto a prazos e custos, bem como os indicadores relativos ao WACC do projeto de produção de amônia, com 100 MW de capacidade de eletrólise:

Tabela 7.12. Custo de capital e prazos de financiamento.

Indicador	Valor	Unidade
Custo do <i>Equity</i> Anual – Ke	9,30%	%
Custo do Financiamento	5,50%	%
Percentual do Financiamento	70,00%	%
Prazo de Carência do Financiamento	3	Anos
Prazo de Amortização do Financiamento	17	Anos
Prazo Total do Financiamento	20	Anos
Sistema de Amortização do Financiamento	SAC	NA
WACC	6,64%	%

Fonte: Elaboração própria.

Foi considerado o mesmo custo de capital (WACC de 6,64%) para todas as unidades de produção de amônia verde e geração de energia, com uma alavancagem de 70:30, entre recursos de terceiros e recursos próprios. Esse patamar, tendo em vista as condições dos financiamentos com prazos de carência de três anos e amortização de 17 anos, atende ao critério do índice de cobertura das dívidas (ICSD anual >1,3). A Tabela 7.13 apresenta os impostos e alíquotas incidentes sobre a produção de amônia verde.

Tabela 7.13. Impostos e Alíquotas.

Imposto	Valor
PIS-COFINS	2,99%
IRR e CSLL	3,08%
ICMS ²	18,00%

Fonte: Elaboração própria.

Características e Premissas dos Casos Analisados

As principais características e premissas de cada caso analisado encontram-se sintetizadas na Tabela 7.14, a seguir. Para cada caso, foi realizada uma análise de sensibilidade do preço de compra da energia no mercado livre, considerando os preços de R\$ 140 e R\$ 200/MWh. O preço de venda da energia excedente foi estimado em R\$ 80/MWh. Além disso, os casos foram analisados considerando o período mensal de correspondência (*match*) entre geração e consumo de energia.

Caso 1 – Modelo de Integração da Produção

O Caso 1 tem como pressuposto a busca por um alto percentual de autossuprimento de energia elétrica. Os ativos deste caso englobam não somente a unidade de eletrólise e produção de amônia, mas também as unidades de geração de energia renovável: 180 MW de parques eólicos e 120 MW de usinas solares.

As unidades de geração de energia permitem alcançar um patamar de 99% de autossuprimento, tendo em vista o *match* anual entre geração e consumo. Todavia, quando se considera o *match* mensal, apresentado na Figura 7.4, por conta da não sincronicidade entre as curvas de geração e consumo, é necessário que um montante equivalente a 14% da energia gerada seja injetado no *grid* (vendido) e montante similar seja absorvido (comprado). As operações são realizadas em momentos distintos em função da geração dos sistemas solares e eólicos.

2 Cabe destacar que a alíquota de 18% sobre a receita bruta para o ICMS onera, em grande medida, a competitividade da produção de amônia verde. A busca pela redução desta alíquota ou a produção em ZPEs não deve ser descartada.

Tabela 7.14. Características e premissas dos casos.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Característica ou Premissa	Caso-base: Modelo integrado de produção	Modelo desintegrado de produção	Unidades de produção no mesmo local das unidades de geração	Modelo de diferimento do investimento em geração própria
Há investimento em geração própria?	Sim	Não	Sim	Definido pela ferramenta de otimização
Capacidade nominal do parque eólico (MWp)	180	0	180	Definido pela ferramenta de otimização
Capacidade nominal da usina solar (MWp)	120	0	120	Definido pela ferramenta de otimização
Encargos incidem sobre a energia comprada?	Sim	Sim	Incidem apenas sobre a energia do mercado livre, mas não sobre a energia própria	Sim
Há otimização do montante contratado para a TUSTg?	Não	Não	Sim	Não
Há diferimento no investimento em geração de energia?	Não	Não	Não	Sim

Fonte: Elaboração própria.

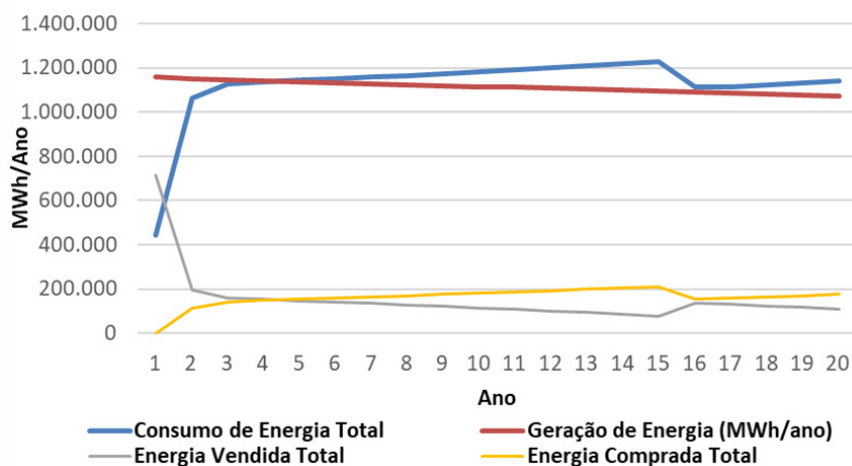


Figura 7.4. Caso 1: produção, consumo, compra e venda de energia.

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Tabela 7.15. Dados e resultados do Caso 1.

Item	Valor	Valor
Capacidade Nominal do Parque Eólico (MWp)	180	180
Capacidade Nominal da Usina Solar (MWp)	120	120
Dados de Energia		
Preço de Compra de Energia no Mercado Livre (R\$/MWh)	R\$ 140 / MWh	R\$ 200 / MWh
Geração Própria em relação ao consumo (%)	99	99
Energia Comprada em relação ao consumo (%)	14	14
Energia Vendida em relação à geração própria (%)	14	14
Energia Própria Não Injetada no <i>Grid</i> em relação à geração própria (%)	0	0
Custo Nivelado Eólica (R\$/MWh)	173	173
Custo Nivelado Solar (R\$/MWh)	202	202
Custo Médio da Energia Gerada (R\$/MWh)	181	181
Preço Médio da Energia Consumida (R\$/MWh)	175	184
CAPEX		
Total do CAPEX (R\$ milhões)	2.904	2.904
Total do CAPEX Parque Eólico (R\$ milhões)	1.398	1.398
Total do CAPEX Usina Solar (R\$ milhões)	521	521
Total do CAPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	437	437
Total do CAPEX do Sistema de produção de Amônia (R\$ milhões)	548	548
OPEX		
Energia Eólica (R\$ milhões)	169,1	169,1
Energia Solar (R\$ milhões)	62,6	62,6
Energia do Mercado Livre (R\$ milhões)	12,4	15,7
OPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	8,6	8,6
OPEX Fixo (R\$ milhões)	8,7	8,7
Água (R\$ milhões)	2,9	2,9
TIR do Projeto = WACC		
TIR do Projeto no Projeto Eólico (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto no Projeto Solar (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto no Eletrolisador (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto na Amônia (%)	6,64	6,64
TUST		
TUSTC – Eletrolisador (R\$ milhões/ano)	9,2	9,2

Item	Valor	Valor
TUSTC – Amônia (R\$ milhões/ano)	2,0	2,0
TUSTg – Usina Solar (R\$ milhões/ano)	4,8	4,8
TUSTg – Parque Eólico (R\$ milhões/ano)	13,4	13,4
Custo Nivelado		
Custo Nivelado LCOA (US\$/t NH₃)	1.405	1.434
Custo Nivelado LCOH (US\$/kg H₂V)	4,35	4,40

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

A Tabela 7.15 apresenta os dados e os resultados obtidos para o Caso 1, considerando os pressupostos mencionados anteriormente. O preço médio ponderado da energia gerada (PMEG) representa a média ponderada do LCOE da energia eólica e solar, tendo em vista as respectivas gerações de energia. Além do PMEG, há o complemento do suprimento de energia por meio de aquisições no mercado livre. Forma-se, assim, o preço médio da energia consumida (PMEC), que representa uma média ponderada entre o PMEG e o preço do mercado livre. O PMEC representa o custo médio ponderado da energia elétrica consumida em todas as etapas de produção da amônia verde, incluindo não apenas a produção de hidrogênio, mas também a síntese da amônia, captura de nitrogênio e compressão.

O CAPEX total da configuração de equipamentos envolvendo os sistemas de geração de energia (solar e eólica), de produção de hidrogênio e de produção de amônia atinge R\$ 2.904 milhões. As Tabelas 7.16 a 7.19 apresentam o quadro geral de usos e fontes para todas as unidades envolvidas no Caso 1.

Tabela 7.16. Quadro de usos e fontes da unidade de síntese de amônia.

QUADRO DE USOS E FONTES (em R\$ milhões) – AMÔNIA				
USOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
1) Síntese da Amônia	249,9	107,1	0,0	357,0
2) Nitrogênio – ASU	5,3	2,3	0,0	7,5
3) Compressão	104,3	44,7	0,0	149,0
4) Reserva de Contingência	17,5	7,5	0,0	25,0
5) PMSO	7,0	3,0	0,0	10,0
Total dos Usos	383,9	164,5	0,0	548,5
FONTES	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
Recursos Próprios	115,2	49,4	0,0	164,5
Recursos de Financiamento	268,7	115,2	0,0	383,9
Total das Fontes	383,9	164,5	0,0	548,5

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Tabela 7.17. Quadro de usos e fontes do eletrolisador.

QUADRO DE USOS E FONTES (em R\$ milhões) – ELETROLISADOR				
USOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
1) Eletrólise	294,5	126,2	0,0	420,7
Eletrolisador	251,1	107,6	0,0	358,7
Sistema de Armazenamento	20,4	8,8	0,0	29,2
Interligações	9,2	3,9	0,0	13,1
Montagem e Comissionamento	7,2	3,1	0,0	10,3
Treinamento	6,6	2,8	0,0	9,4
2) Infraestrutura	11,2	4,8	0,0	16,0
Total dos Usos	305,7	131,0	0,0	436,7
FONTES	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
Recursos Próprios	91,7	39,3	0,0	131,0
Recursos de Financiamento	214,0	91,7	0,0	305,7
Total das Fontes	305,7	131,0	0,0	436,7

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Tabela 7.18. Quadro de usos e fontes da geração solar.

QUADRO DE USOS E FONTES (em R\$ milhões) – USINA SOLAR				
USOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
1) Módulos Fotovoltaicos	166,4	71,3	0,0	237,8
2) Inversores	17,0	7,3	0,0	24,3
3) Estrutura	60,9	26,1	0,0	87,0
4) Engenharia e Materiais	88,3	37,8	0,0	126,1
5) Transformadores	8,4	3,6	0,0	12,0
7) Outros Equipamentos	6,3	2,7	0,0	9,0
8) Custos de Obra	1,9	0,8	0,0	2,8
9) Frete	1,6	0,7	0,0	2,2
10) Reserva de Contingência	10,6	4,5	0,0	15,1
11) PMSO	3,4	1,4	0,0	4,8
Total dos Usos	364,7	156,3	0,0	521,0
FONTES	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
Recursos Próprios	109,4	46,9	0,0	156,3
Recursos Externos	255,3	109,4	0,0	364,7
Total das Fontes	364,7	156,3	0,0	521,0

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Tabela 7.19. Quadro de usos e fontes da geração eólica.

QUADRO DE USOS E FONTES (em R\$ milhões) – PARQUE EÓLICO				
USOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
1) Aerogeradores	446,5	191,4	0,0	637,8
2) Torres	46	20	0	65
3) Pá	163	70	0	233
4) Engenharia e Materiais	237	101	0	338
5) Transformadores	22	10	0	32
7) Outros Equipamentos	17	7	0	24
8) Custos de Obra	5	2	0	7
9) Frete	4	2	0	6
10) Reserva de Contingência	28	12	0	41
11) PMSO	9	4	0	13
Total dos Usos	978,4	419,3	0,0	1.397,7
FONTES	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Total
Recursos Próprios	293,5	125,8	0,0	419,3
Recursos Externos	685	294	0	978
Total das Fontes	978,4	419,3	0,0	1.397,7

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Caso 2 – Modelo desintegrado de produção

Os resultados do Caso 2, são apresentados na Tabela 7.20. Neste caso, toda a energia consumida necessária para a produção de amônia verde é adquirida no mercado livre, de modo que o CAPEX total do projeto sofre uma redução de 66% em relação ao Caso 1, atingindo R\$ 985 milhões.

Tabela 7.20. Dados e resultados do Caso 2.

Item	Valor	Valor
Capacidade Nominal do Parque Eólico (MWp)	0	0
Capacidade Nominal da Usina Solar (MWp)	0	0
Dados de Energia		
Preço de Compra de Energia no Mercado Livre (R\$/MWh)	R\$ 140/MWh	R\$ 200/MWh
Geração Própria em relação ao consumo (%)	0	0
Energia Comprada em relação ao consumo (%)	100	100
Energia Própria Vendida em relação à geração própria (%)	0	0

Item	Valor	Valor
Energia Própria Não Injetada no Grid em relação à geração própria (%)	0	0
Custo Nivelado Eólica (R\$/MWh)	0	0
Custo Nivelado Solar (R\$/MWh)	0	0
Preço Médio da Energia Gerada (R\$/MWh)	0	0
Preço Médio da Energia Consumida (R\$/MWh)	140	200
CAPEX		
Total do CAPEX (R\$ milhões)	985	985
Total do CAPEX Parque Eólico (R\$ milhões)	0	0
Total do CAPEX Usina Solar (R\$ milhões)	0	0
Total do CAPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	437	437
Total do CAPEX Amônia (R\$ milhões)	548	548
OPEX		
Energia Eólica (R\$ milhões)	0,0	0,0
Energia Solar (R\$ milhões)	0,0	0,0
Energia do Mercado Livre (R\$ milhões)	209,5	264,2
OPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	8,6	8,6
OPEX Fixo (R\$ milhões)	8,7	8,7
Água (R\$ milhões)	2,9	2,9
TIR do Projeto = WACC		
TIR do Projeto no Projeto Eólico (%)	0,00	0,00
TIR do Projeto no Projeto Solar (%)	0,00	0,00
TIR do Projeto no Eletrolisador (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto na Amônia (%)	6,64	6,64
TUST		
TUSTc – Eletrolisador (R\$ milhões/ano)	9,2	9,2
TUSTc – Amônia (R\$ milhões/ano)	2,0	2,0
TUSTg – Usina Solar (R\$ milhões/ano)	0,0	0,0
TUSTg – Parque Eólico (R\$ milhões/ano)	0,0	0,0
Custo Nivelado		
Custo Nivelado LCOA (US\$/t NH₃)	1.223	1.435
Custo Nivelado LCOH (US\$/kg H₂V)	3,87	4,63

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

A Figura 7.5 apresenta a produção, venda e compra de energia ao longo dos anos para o Caso 2.

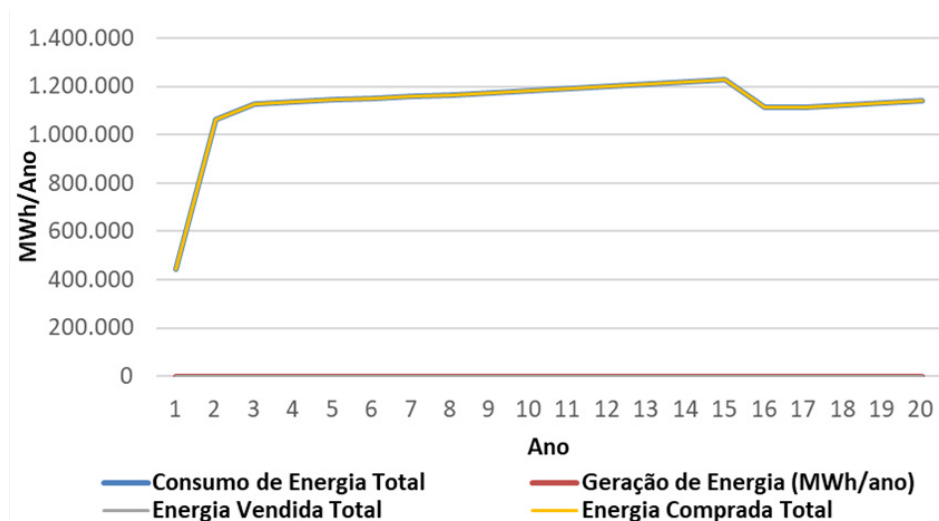


Figura 7.5. Caso 2: produção, consumo, venda e compra de energia.

Fonte: Elaboração própria.

Caso 3 – Modelo com unidades de eletrólise e síntese da amônia situadas no mesmo local das unidades de geração renovável

Dada a relevância dos custos de transmissão e dos encargos setoriais, buscou-se, no Caso 3, emular condições próximas de uma situação *offgrid*. Neste caso, considerou-se que as unidades de eletrólise e de produção de amônia estão localizadas no mesmo sítio das unidades de geração. Abre-se a possibilidade de conexão direta entre geração de energia e o seu consumo, o que acarreta em uma diminuição no montante do custo das tarifas de uso do sistema de transmissão.

A adoção dessa hipótese reduz dois custos relevantes relacionados à energia. O primeiro é que não é preciso pagar encargos setoriais para a energia própria que for destinada à produção de amônia verde. O segundo surge da possibilidade de realizar uma minimização dos valores contratados com a TUSTg com a conexão direta entre geração e consumo. Como as unidades de produção de H_2V e amônia verde estão localizadas no mesmo sítio dos parques geradores, é necessário pagar TUSTg apenas para a potência relativa

ao saldo das vendas da energia excedente. A Tabela 7.21 apresenta os resultados para o Caso 3.

Tabela 7.21. Dados e resultados do Caso 3.

Item	Valor	Valor
Capacidade Nominal do Parque Eólico (MWp)	180	180
Capacidade Nominal da Usina Solar (MWp)	120	120
Dados de Energia		
Preço de Compra de Energia no Mercado Livre (R\$/MWh)	R\$ 140/MWh	R\$ 200/MWh
Geração Própria em relação ao consumo (%)	99	99
Energia Comprada em relação ao consumo (%)	15	15
Energia Própria Vendida em relação à geração própria (%)	13	13
Energia Própria Não Injetada no <i>Grid</i> em relação à geração própria (%)	2	2
Custo Nivelado Eólica (R\$/MWh)	164	164
Custo Nivelado Solar (R\$/MWh)	192	192
Preço Médio da Energia Gerada (R\$/MWh)	171	171
Preço Médio da Energia Consumida (R\$/MWh)	167	176
CAPEX		
Total do CAPEX (R\$ milhões)	2.904	2.904
Total do CAPEX Parque Eólico (R\$ milhões)	1.398	1.398
Total do CAPEX Usina Solar (R\$ milhões)	521	521
Total do CAPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	437	437
Total do CAPEX Amônia (R\$ milhões)	548	548
OPEX		
Energia Eólica (R\$ milhões)	105,3	105,3
Energia Solar (R\$ milhões)	41,1	41,1
Energia do Mercado Livre (R\$ milhões)	12,9	16,3
OPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	8,6	8,6
OPEX Fixo (R\$ milhões)	8,7	8,7
Água (R\$ milhões)	2,9	2,9
TIR do Projeto = WACC		
TIR do Projeto no Projeto Eólico (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto no Projeto Solar (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto no Eletrolisador (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto na Amônia (%)	6,64	6,64

Item	Valor	Valor
TUST		
TUSTc – Eletrolisador (R\$ milhões/ano)	9,2	9,2
TUSTc – Amônia (R\$ milhões/ano)	2,0	2,0
TUSTg – Usina Solar (R\$ milhões/ano)	2,0	2,0
TUSTg – Parque Eólico (R\$ milhões/ano)	5,5	5,5
Custo Nivelado		
Custo Nivelado LCOA (US\$/t NH₃)	1.098	1.128
Custo Nivelado LCOH (US\$/kg H₂V)	3,18	3,24

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

A Figura 7.6 apresenta a produção, venda e compra de energia ao longo dos anos para o Caso 3.

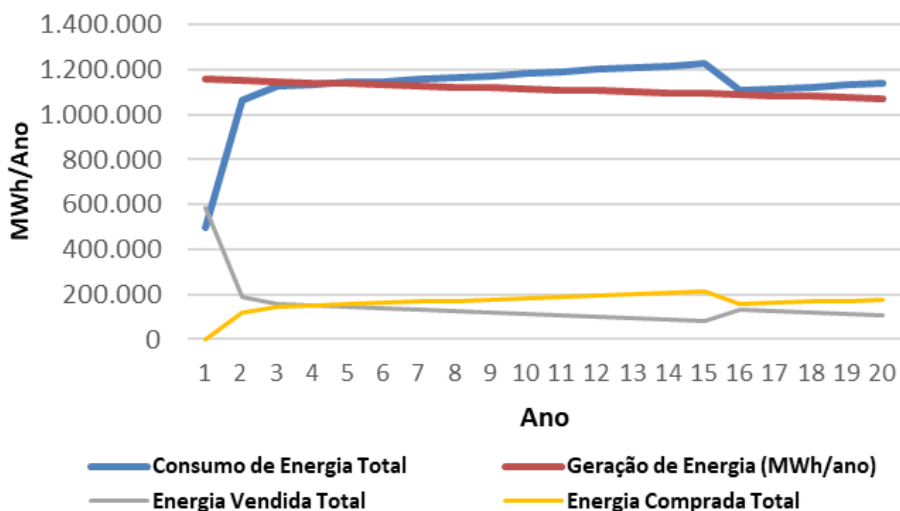


Figura 7.6. Caso 3: produção, consumo, compra e venda de energia.

Fonte: Elaboração própria.

Caso 4 – Modelo com diferimento do investimento nas unidades de geração de energia própria

O Caso 4 assume um diferimento do investimento nas unidades de geração de energia própria. Assim, nos primeiros 10 anos de produção, a energia é

comprada no mercado livre ao preço fixo de R\$ 140/MWh e encargos setoriais de R\$ 90/MWh.

Após o 11º ano e até o 30º ano de produção (assume-se o total de 30 anos de produção, diferentemente dos casos anteriores, com 20 anos no total), parte do consumo de energia passa a ser suprido por energia própria, com o investimento nos parques geradores tendo sido realizado nos dois anos anteriores. Vale notar que, neste caso, se considerou uma redução de 20% no valor de CAPEX dos parques geradores por unidade de potência, em função do fator escala.

Após o 11º ano, há diferentes preços de compra de energia no mercado livre, a R\$ 140/MWh e R\$ 200/MWh, e encargos setoriais de R\$ 90/MWh. Por fim, foi considerado, para efeito da estimativa das unidades de geração, as capacidades indicadas pelo modelo de otimização. Os resultados para o Caso 4 estão expostos na Tabela 7.22.

Tabela 7.22. Dados e resultados do Caso 4.

Item	Valor	Valor
Capacidade Nominal do Parque Eólico (MWp)	0	190
Capacidade Nominal da Usina Solar (MWp)	0	0
Dados de Energia		
Preço de Compra de Energia no Mercado Livre (R\$/MWh)	R\$ 140/MWh	R\$ 200/MWh
Geração Própria em relação ao consumo (%)	0	40
Energia Comprada em relação ao consumo (%)	100	61
Energia Própria Vendida em relação à geração própria (%)	0	4
Energia Própria Não Injetada no <i>Grid</i> em relação à geração própria (%)	0	0
Custo Nivelado Eólica (R\$/MWh)	0	150
Custo Nivelado Solar (R\$/MWh)	0	0
Preço Médio da Energia Gerada (R\$/MWh)	0	150
Preço Médio da Energia Consumida (R\$/MWh)	140	181
CAPEX		
Total do CAPEX (R\$ milhões)	985	2.166
Total do CAPEX Parque Eólico (R\$ milhões)	0	1.180
Total do CAPEX Usina Solar (R\$ milhões)	0	0
Total do CAPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	437	437
Total do CAPEX Amônia (R\$ milhões)	548	549
OPEX		

Item	Valor	Valor
Energia Eólica (R\$ milhões)	0,0	0,0
Energia Solar (R\$ milhões)	0,0	0,0
Energia do Mercado Livre (R\$ milhões)	Média 10 primeiros ano de 209,5; média 10 últimos anos de 40,4	Média 10 primeiros anos de 209,5; média 10 últimos anos de 50,4
OPEX Eletrolisador (R\$ milhões)	8,6	8,6
OPEX Fixo (R\$ milhões)	8,7	8,7
Água (R\$ milhões)	2,9	2,9
TIR do Projeto = WACC		
TIR do Projeto no Projeto Eólico (%)	0,00	6,64
TIR do Projeto no Projeto Solar (%)	0,00	0,00
TIR do Projeto no Eletrolisador (%)	6,64	6,64
TIR do Projeto na Amônia (%)	6,64	6,64
TUST		
TUSTc – Eletrolisador (R\$ milhões/ano)	9,2	9,2
TUSTc – Amônia (R\$ milhões/ano)	2,0	2,0
TUSTg – Usina Solar (R\$ milhões/ano)	0,0	0,0
TUSTg – Parque Eólico (R\$ milhões/ano)	0,0	12,5
Custo Nivelado		
Custo Nivelado LCOA (US\$/t NH₃)	1223	1255
Custo Nivelado LCOH (US\$/kg H₂V)	3,87	3,96

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Quando o preço de compra de energia após o 11º ano é de R\$ 140/MWh, a ferramenta de otimização indica a ausência de parques geradores. Desse modo, o resultado de LCOA para esse caso torna-se idêntico ao Caso 2 ao mesmo preço: US\$ 1.223/t. Nota-se que o fato de a energia ser 100% comprada a um preço competitivo (R\$ 140/MWh) nos 10 primeiros anos de produção contribui fortemente para a redução do LCOA, em comparação com o Caso Base.

Comprando energia a R\$ 220/MWh, o otimizador sugere o investimento em um parque eólico de 190 MWp, atingindo o LCOA de US\$ 1255/t. Cabe destacar que também favorece a redução do LCOA o fato de se ter atribuído às unidades de geração um valor residual ao final do 30º ano de projeção equivalente a 40% do valor da CAPEX total dessas unidades de produção.

Considerando que são ativos com vida útil que chegam a superar 25 anos, ao final do 30º ano da projeção, estima-se que tenha decorrido um pouco mais da metade da vida útil, dado que a sua entrada em operação ocorreu no 10º ano da projeção.

A respeito das curvas de consumo, geração, compra e venda de energia, nota-se que o Caso 4 implica em um desenho muito particular. Até o 9º ano, não há geração própria, sendo a curva do consumo equivalente à curva da compra de energia (Figura 7.7). A partir do 10º ano, a geração interna passa a ser bastante significativa. Esse resultado corresponde ao cenário em que, a partir desse mesmo ano, o preço da energia no mercado livre é fixado em R\$ 200/MWh.

Mesmo assim, ainda há superávit e nos a depender do resultado de consumo e geração a cada mês. Isso explica a necessidade de compra de energia nesses meses de baixa geração. Por outro lado, em alguns meses, a curva de consumo anual situa-se abaixo da curva de geração de energia.

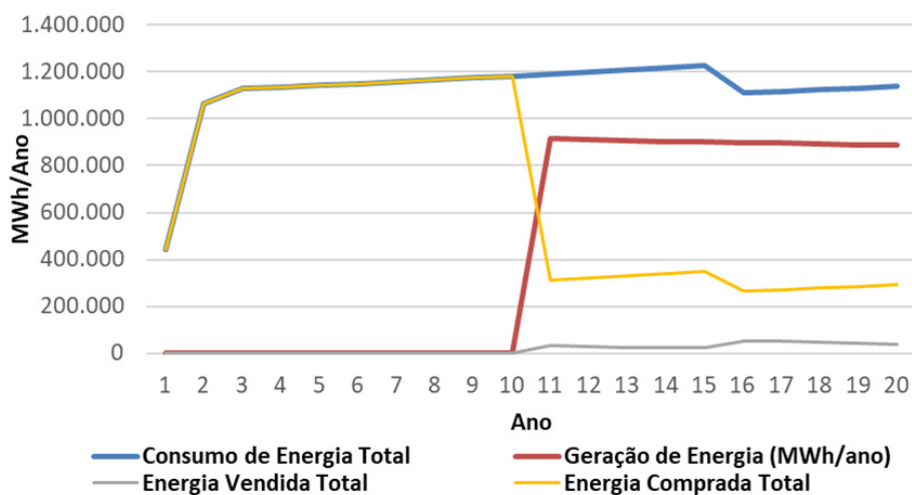


Figura 7.7. Caso 4: produção, consumo, venda e compra de energia com preço de compra de energia no mercado livre a R\$ 200/MWh.

Fonte: Elaboração própria.

Síntese dos Resultados

Esta seção apresenta uma síntese dos resultados principais, concentrando-se nos valores de LCOE, LCOH e LCOA, para os dois preços de energia comprada no mercado livre (de R\$ 140/MWh e R\$ 200/MWh). As Tabelas 7.23 e 7.24 apresentam a síntese dos valores obtidos.

Tabela 7.23. Síntese dos resultados principais – preço de compra de energia de R\$ 140/MWh.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
LCOE Eólico (R\$/MWh)	173	0	164	0
LCOE Solar (R\$/MWh)	202	0	192	0
LCOH (US\$/kg)	4,35	3,87	3,18	3,87
LCOA (US\$/t)	1.405	1.223	1.098	1.223

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Tabela 7.24. Síntese dos resultados principais – preço de compra de energia de R\$ 200/MWh.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
LCOE Eólico (R\$/MWh)	173	0	164	150
LCOE Solar (R\$/MWh)	202	0	192	0
LCOH (US\$/kg)	4,40	4,63	3,24	3,96
LCOA (US\$/t)	1.434	1.435	1.128	1.255

Fonte: Valores obtidos da Plataforma H2GLAB.

Considerações Finais e Recomendações

Tendo em vista os resultados apresentados nas Tabelas 7.23 e 7.24, pode-se elaborar algumas considerações finais sobre o estudo de casos realizado. As considerações foram agregadas segundo os aspectos abaixo.

No que diz respeito à energia elétrica, as seguintes observações podem ser realizadas:

- No Caso 1, que a energia elétrica responde por 81% do LCOA, sendo o principal elemento da composição de custo da amônia verde.

- Obter um baixo preço médio ponderado de suprimento de energia é de fundamental importância para reduzir o LCOA, cabendo explorar alternativas no mercado, além do autoabastecimento.
- A energia eólica se mostrou mais competitiva do que a energia solar PV, apresentado um LCOE de R\$ 173/MWh ou US\$ 35/MWh no Caso 1, valor 14% menor do que o LCOE da energia solar PV (R\$ 202/MWh ou US\$ 40/MWh).
- A obtenção de preços de energia renovável abaixo de US\$ 25/MWh, nos anos iniciais de produção, pode ser um elemento a aumentar a competitividade do modelo de negócio. O Caso 4 buscou endereçar esta oportunidade. O LCOA obtido de US\$ 1.255/t (com impostos, inclusive ICMS), ao preço de compra de energia de R\$ 200/MWh, mostra que o impacto desta estratégia é significativo.
- O elevado preço da energia, em especial quando se soma seus custos associados, como encargos setoriais e valor da TUST, impede quedas mais expressivas no LCOH. Certamente, o custo final da energia impacta de forma decisiva a competitividade da produção brasileira de hidrogênio e amônia verdes.
- Quanto maior a TUST e os encargos, maior a sinalização e atratividade para modelos de negócio que fazem uso da conexão direta (*offgrid*) entre a unidade de geração e o eletrolisador. No Caso 3, os resultados alcançados são animadores, uma vez que apontam para um LCOA com patamar atrativo, da ordem de US\$ 1.098 /t (preço de compra de energia a R\$ 140/MWh), um dos mais competitivos obtidos nos diversos casos apresentados.

Já no que diz respeito à exposição ao mercado de energia, observa-se que:

- A construção de um parque de geração própria é uma forma de mitigação de exposição ao mercado de energia.
- O diferimento dos investimentos em geração própria, conforme apresentado no Caso 4, se mostra uma estratégia alternativa de investimentos em autossuprimento. O LCOA obtido foi um dos mais competitivos dentre os casos desenvolvidos. Cabe avançar no desenho desta modelagem, com diferimento dos investimentos em geração, tornando como *trigger* da decisão de investir não mais um marco temporal. Pode-se assumir, em modelagens futuras a serem desenvolvidas, que o *trigger* da decisão de investimento em geração própria de energia venha a ser apontado pela curva de preços a longo prazo da energia elétrica.

Ademais, no estudo publicado por *Hydrogen Europe* (2023), *Clean Ammonia in the Future Energy System*, são apresentados os resultados obtidos para estimativa do LCOA da amônia com base na rota tecnológica eletrolítica, conforme pode ser visto na Figura 7.8.

Os resultados nos diversos casos analisados estão em linha, especialmente quando se considera que o valor do LCOA, sem impostos, no Caso 3, atinge € 832/t, indicador compatível com aquele apresentado pelo estudo da *Hydrogen Europe* (2023), uma vez que para um LCOH entre € 4 e € 6/kg, chega-se a um LCOA entre € 800 a € 1.100/t.

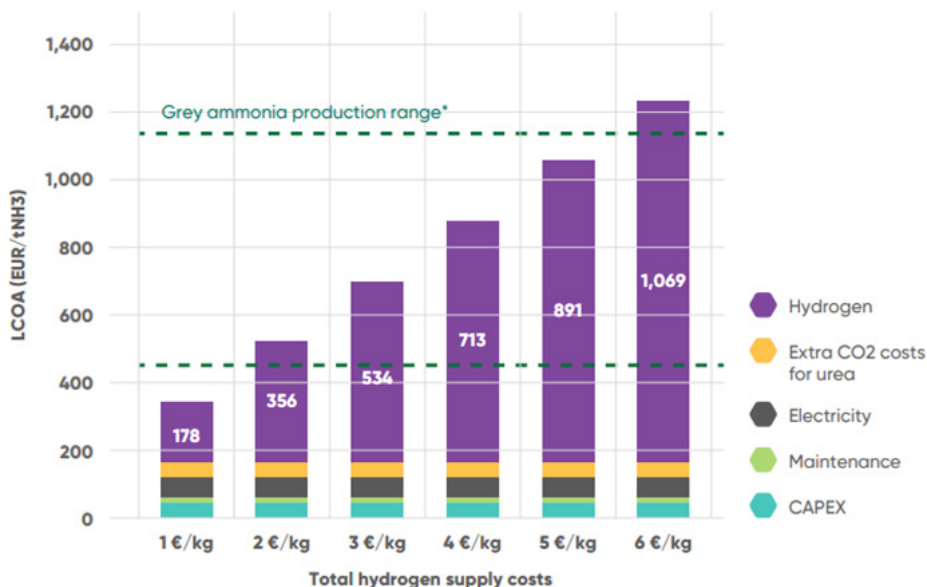


Figura 7.8. LCOA para a amônia verde.

Fonte: *Hydrogen Europe* (2023).

Os resultados apresentados também estão em linha com a estimativa do LCOA realizado pelo Instituto Fraunhofer (2023), que aponta a produção de amônia no Rio Grande do Norte como tendo um LCOA equivalente a € 886/t. Nesse resultado, não estão considerados impostos e custos com transmissão, na medida em que é avaliado um sistema *offgrid* com 1 GW de capacidade de eletrólise.

Embora as alternativas apontadas sejam promissoras no sentido de colocar os custos nivelados da amônia verde em patamares mais baixos, ainda se verifica um diferencial de preços com a amônia cinza. O estudo da *Hydrogen Europe* (2023), conforme demonstrado na Figura 7.9, aponta diferentes preços para amônia cinza, a depender do preço do gás natural.

A amônia verde, quando considerada sem impostos e custos com encargos, mostra-se competitiva para preços do gás natural acima de € 80/MWh. Para preços do gás abaixo desse patamar, a amônia cinza é mais competitiva.

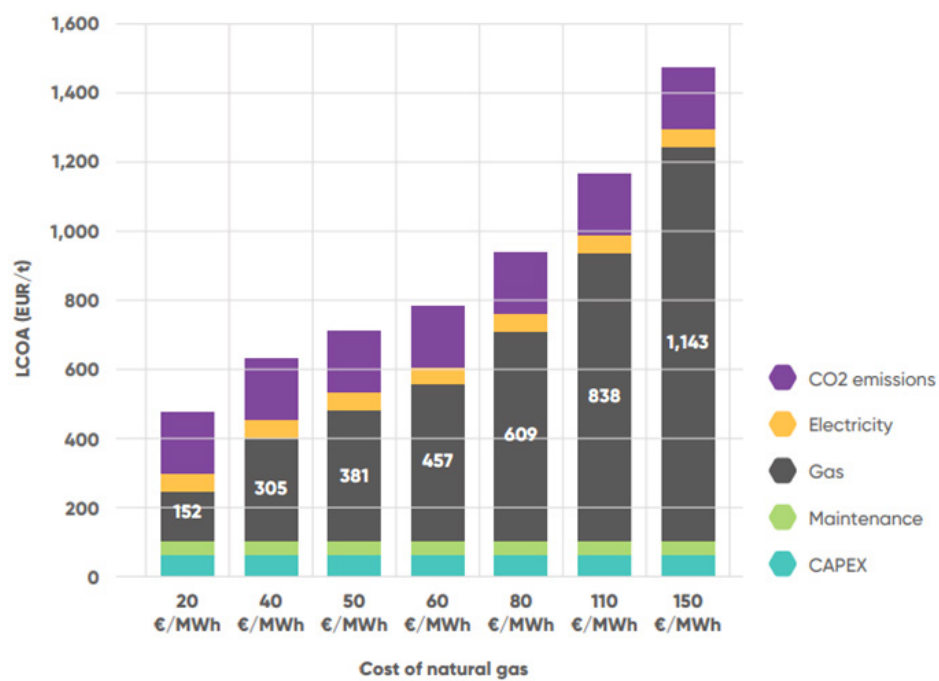


Figura 7.9. LCOA da amônia de acordo com o preço do gás natural.

Fonte: *Hydrogen Europe* (2023).

Recomendações de Continuidade dos Estudos

Entende-se que o estudo apresentado neste capítulo pode ser aprimorado considerando as seguintes diretrizes:

- Aprofundar a modelagem, enunciada no Caso 4, na qual se busca capturar as condições do mercado brasileiro de energia elétrica, tendo em vista que um quadro de sobrecapacidade tende a permanecer nos próximos anos.
- Incorporar na modelagem o CAPEX e OPEX associados à estocagem de hidrogênio. A produção da amônia demanda fluxo contínuo, implicando em custos crescentes com paralizações não programadas. Embora venha a aumentar o LCOA, o armazenamento contribui para ampliar o grau de segurança operacional.

- Considerar a variação da precificação da energia renovável ao longo do tempo no mercado brasileiro, considerando os 20 anos adotados nas projeções. A disponibilidade de uma curva do preço futuro da energia no mercado livre, bem como estimativas da sua volatilidade, poderá balizar a exposição ao mercado de energia. As simulações estocásticas podem apontar diferentes configurações quanto ao *timing* e grau de integração vertical da geração de energia renovável.
- Aprofundar os resultados apontados pelo Caso 3, visando otimizar os custos com a TUST e os encargos setoriais. Uma opção a ser estudada, para minimizar os efeitos da intermitência da geração renovável, é a introdução de BESS para suprir déficits temporários de geração. O aprofundamento do Caso 3 parte do reconhecimento de que os impostos e encargos setoriais são, em grande medida, custos que oneram a competitividade brasileira na produção de derivados do hidrogênio.

A criatividade, sob o ponto de vista da estruturação dos modelos de negócio, requer um conhecimento aprofundado do ambiente regulatório nacional. Há grandes oportunidades para a formulação de propostas de modelos de negócio e regulatórias, visando apoiar o crescimento da economia do hidrogênio nacional

Oportunidades e Desafios para o Mercado de Hidrogênio de Baixo Carbono

*Adely Branquinho
Ana Carolina Chaves
Igor Julião
Kalyne Brito
Luiza Masseno
Maurício Moszkowicz
Sayonara Eliziário
Thereza Aquino
Vinicius José Braz*

Contextualização

Neste capítulo, são apresentados os principais fatores determinantes para o desenvolvimento do mercado de H₂BC no Brasil, considerando aspectos econômicos, regulatórios e financeiros. Desta forma, espera-se oferecer uma visão abrangente das dinâmicas que moldam o setor, a partir do mapeamento de oportunidades e desafios.

Os fatores determinantes são percebidos como aqueles que representam os principais aspectos que influenciam no reconhecimento de oportunidades e desafios no ambiente externo, ou seja, fora do controle da organização, como detalhado a seguir.

- **Oportunidades:** aspectos externos que impactam positivamente o desenvolvimento e avanço do mercado de H₂BC. Esses elementos, que estão fora do controle direto das empresas, incluem mudanças na política pública e economia, avanços tecnológicos e a publicação de novas leis e regulamentação.

- **Desafios:** forças e variáveis externas que influenciam negativamente o crescimento e a consolidação do mercado de H₂BC, como concorrência, mudanças no padrão de consumo, variabilidade no custo e disponibilidade de insumos.

Desta forma, será possível compreender a dinâmica do setor, auxiliar na formulação de estratégias eficazes para minimizar os desafios e aproveitar as oportunidades do potencial de H₂BC no Brasil. Cabe registrar que, por ser uma tecnologia nova, há fatores que estão em desenvolvimento e fogem ao controle de qualquer empresa, enquanto outros dependem da atuação de agentes externos, que podem impactar a competitividade de todo o setor, como regulação, financiamento e normatização.

Oportunidades

Em linhas gerais, observa-se uma série de aspectos no cenário nacional e internacional que podem ser categorizados como oportunidades para o desenvolvimento do mercado de H₂BC no Brasil.

Recursos Naturais e Infraestrutura Logística

No que diz respeito aos recursos naturais, o país dispõe de uma grande diversidade de fontes de energia, tendo em vista o caráter renovável da matriz elétrica nacional, com acentuado crescimento das energias eólica e solar, nos últimos anos. Os níveis de insolação e de ventos no país, principalmente na Região Nordeste, potencializam a disponibilidade de energia renovável com fatores de capacidade altos, permitindo a produção de H₂V com baixo custo, quando comparada a outros países (GOVERNO DO CEARÁ, GIZ e FMEACA, 2023; CORTÊS e SOTO, 2023; BNDES, 2022).

Segundo o ONS (2024a), a Região Nordeste vem aumentando a sua capacidade de geração de energia, se posicionando como uma região exportadora, em virtude principalmente do aumentada participação das fontes eólicas e solares. A energia gerada na Região Nordeste apresentou uma intensidade média anual de emissões inferior a 18 gCO_{2e}/MJ, em 2023³, podendo ser con-

³ Em 2023, o fator de emissão de CO₂ na geração de energia elétrica no Brasil foi o menor desde 2011. Segundo dados do Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE), o fator médio anual, naquele ano, foi de 0,0385 tCO₂/MWh (~10,7g/MJ) (MCTI, 2024). Além disso, 72,2% da energia gerada na Região Nordeste, no mesmo ano, foi proveniente das fontes eólica e solar (ONS, 2025).

siderada renovável, o que garante a certificação do hidrogênio como verde pelo período de cinco anos, segundo critérios de REDII (CE 1).

O Brasil também apresenta um grande potencial de geração eólica *off-shore* e biomassa com alta tecnologia. Em abril de 2024, havia 97 projetos de eólica *offshore* com processos de licenciamento ambiental abertos no Ibama, totalizando 234 GW. Além das energias renováveis, o Brasil possui um volume significativo de reservas de gás natural no pré-sal, potencializando a obtenção de hidrogênio de baixa emissão de carbono.

No que se refere à infraestrutura da rede elétrica, o Brasil dispõe de um extenso sistema elétrico interligado, o SIN, com cerca de 179.311 km de linhas de transmissão de tensão igual ou superior a 230 kV (ONS, 2022). Essa complexa rede permite o acesso à energia renovável em locais distantes da sua geração, além de fornecer flexibilidade e segurança energética ao sistema.

Para além do sistema elétrico, o Brasil possui 8.500 km de costa marítima (MMA, 2024) e 19.000 km de vias internas navegáveis (DNIT, 2024). Ressalta-se também a presença de portos de águas profundas, alguns dos quais, como Pecém e Açu, já associados a portos internacionais de grande porte. Essa diversidade permite ao país desenvolver *hubs* de H₂BC, de onde poderá escoar, por via marítima, cabotagem ou navegação fluvial, os produtos da cadeia produtiva do H₂BC.

Financiamento

Conforme detalhado no Capítulo 4, a ampliação do financiamento e dos investimentos anuais em PD&I para H₂BC foi definida como uma das prioridades do ciclo 2023-2025 do PNH2. Nesse sentido, foram criados mecanismos regulatórios e políticas públicas para estimular o investimento, tanto na produção de H₂BC e seus derivados, como na indústria de equipamentos e nos demais elos da sua cadeia de valor.

Além disso, o Brasil possui uma estrutura institucional que inclui um padrão consolidado de financiamento de infraestrutura, em especial para energias renováveis. Instituições financeiras, como BNDES, bancos federais e FINEP, com larga experiência no desenvolvimento de soluções para prover recursos e participar da estruturação financeira de projetos de novas tecnologias por meio de financiamentos, cofinanciamentos, participação em capital ou outros mecanismos, têm desenvolvido fundos e programas de financiamento para incentivar o hidrogênio renovável. No caso do BNDES, o banco também atua no incentivo a projetos de PD&I e no estímulo à fabricação local de equipamentos, em consonância com a política industrial nacional.

Por sua vez, para permitir a captação de recursos para projetos de grande escala junto às instituições estrangeiras, foi lançado em fevereiro de 2024 o Programa Eco Invest Brasil, que oferecerá uma proteção cambial para recursos captados no exterior. Esse instrumento é de grande importância nos investimentos iniciais, tendo em vista a potencial importação de equipamentos, como eletrolisadores e sistemas de captura de CO₂, que será uma realidade para o setor até a efetiva implantação da indústria desses componentes no país.

A Plataforma Brasil de Investimentos Climáticos e para a Transformação Ecológica, descrita no Capítulo 4, deverá ser uma ferramenta potente para a captação de recursos com foco no financiamento, conectando projetos brasileiros a uma rede de instituições financeiras para ajudar a escalar a mobilização de capital público e privado e promover a interação entre os principais interessados financeiros, com relação a projetos nos setores “Soluções Baseadas na Natureza e Bioeconomia”, “Indústria e Mobilidade” e “Energia”.

A Plataforma prevê a utilização de debêntures incentivadas, Eco Invest Brasil, Fundo Clima, Letras de Crédito do Desenvolvimento (LCDs), taxas de juros competitivas para o financiamento e títulos soberanos sustentáveis, já tendo selecionado sete projetos para receber recursos, em um total de cerca de US\$ 11 bilhões.

Além disso, a Lei nº 14.871/2024, regulamentada pelo Decreto nº 12.175/2024, prevê a concessão de quotas diferenciadas de depreciação acelerada para máquinas, equipamentos, e aparelhos, além de instrumentos novos destinados ao ativo imobilizado e empregados em determinadas atividades econômicas (ver Capítulo 3).

Conforme levantamento e análise no Capítulo 4, diversas linhas de financiamentos nacionais, como as do BNDES, FINEP, BNB, dentre outras, direcionadas a projetos de H₂BC podem ser verificadas, com a apresentação de condições financeiras e requisitos necessários para a obtenção do crédito. Da mesma forma, destacam-se os empréstimos internacionais e os mecanismos de leilões utilizados por alguns países para fomentar o mercado do hidrogênio renovável.

Ademais, a disponibilidade de linhas de financiamento e investimentos internacionais desempenham um papel fundamental na promoção de projetos de hidrogênio no Brasil. Diante desse contexto, destacam-se iniciativas e programas conduzidos por instituições internacionais multilaterais ou não, que visam apoiar e impulsionar o potencial de desenvolvimento da cadeia produtiva do hidrogênio renovável em países com vocação para a sua produção, como o Brasil. Neste sentido, ressalta-se o papel dos seguintes bancos

e programas: i) Fundo H2Global; ii) Programa Internacional de *Ramp-up* de Hidrogênio do BMWK; iii) Banco Mundial; iv) Banco Interamericano de Desenvolvimento; v) *Global Gateway*; vi) LAIF; vii) *Horizon Europe*; e viii) Banco KfW (AQUINO *et al.*, 2023).

Destaca-se, ainda, que o Programa Eco Invest Brasil viabilizará o acesso às linhas acima descritas, por meio de mecanismos como *blended finance*, suporte financeiro para empresas com dívidas em moeda estrangeira e receitas em reais, facilitação da proteção cambial por meio de instrumentos financeiros e estruturação de projetos visando o desenvolvimento e a execução de projetos viáveis e atrativos.

Além disso, o EHB opera por meio de um sistema de leilões, conforme descrito no Capítulo 3, que têm como objetivos fundamentais interligar a oferta e a procura de hidrogênio renovável na UE, atenuar e reduzir a diferença de custos entre o hidrogênio renovável e o hidrogênio fóssil na UE, com a maior eficácia possível, e permitir a determinação de preços e a formação do mercado na UE.

A Comissão Europeia está desenvolvendo o conceito de leilões conjuntos europeus, buscando reunir recursos financeiros dos países da UE, com o mecanismo H2Global como veículo para as importações de hidrogênio. Esse mecanismo poderá incentivar as exportações brasileiras, que enfrentam uma maior distância relativa em relação aos países do Norte da África e da Europa (Mediterrâneo e Mar do Norte). Há, ainda, uma grande oferta de recursos externos, por meio de instrumentos específicos para projetos de descarbonização, conforme descrito no Capítulo 4.

Assim, os mecanismos já existentes no Brasil e a oferta de recursos externos oferecem um leque de opções de acesso a recursos que, associados aos mecanismos de mitigação de riscos e ao desenvolvimento de mercado para cada projeto específico, constituem um ponto positivo para o desenvolvimento de projetos no Brasil.

Mercado

No que diz respeito às exportações, o Brasil conta com as vantagens comparativas listadas nos itens anteriores. Conforme apresentado no Capítulo 5, no mercado interno, também surgem vantagens competitivas, tendo em vista que o Brasil conta com um pujante parque industrial dos principais setores *hard-to-abate* (refino, siderurgia, cimento, papel e celulose, petroquímica, dentre outros), o que sinaliza um grande potencial de mercado consumidor de H₂BC.

No setor de refino, a Petrobrás¹ e outras operadoras de refinarias podem ser importantes *offtakers* do H₂BC, aproveitando a possibilidade de mudança para o modelo *merchant*.

No que se refere à amônia, o Plano Nacional de Fertilizantes 2050 do Brasil estabelece metas que incluem o aumento da capacidade nacional de fertilizantes nitrogenados para 2,4 milhões de toneladas por ano até 2030 e um patamar de 3,2 milhões de toneladas anualmente até 2050 (BRASIL, 2023). O Brasil é responsável por cerca de 8% do consumo global de fertilizantes e, em 2022, o país importou 445 mil toneladas de amônia (US\$ 494 milhões).

O metanol, por sua vez, deixou de ser produzido no país, em 2016 e a sua demanda passou a ser atendida por importações provenientes de Chile, Trinidad e Tobago e Venezuela. Em 2023, o país importou 1,6 milhão de toneladas de metanol (US\$ 543 milhões), sendo que o consumo é destinado, principalmente, para a produção de formaldeído (35%) e de biodiesel (27%).

Destaca-se que, no Brasil, o setor de transportes é responsável por 47,64% das emissões totais do setor de energia. Essas emissões estão associadas à queima de combustíveis, sobretudo em ônibus e transporte pesado de cargas, para os quais estão sendo desenvolvidas soluções de eletrificação, com o uso de células a combustível. O transporte rodoviário é predominante na matriz logística brasileira, respondendo por cerca de 75% de toda movimentação de carga em território nacional (MT, 2024).

Assim, os projetos de hidrogênio podem compartilhar instalações ou infraestruturas existentes, reduzindo os custos e o tempo de execução (projetos *brownfield*). Ressalta-se, contudo, que serão necessários investimentos em PD&I para a adaptação de processos industriais desses setores.

Regulação e Normatização

A segurança necessária ao investimento vem sendo gradualmente aumentada por meio do arcabouço regulatório do hidrogênio, desenvolvido de forma compatível com os recursos naturais e humanos do país, de acordo com a lógica e estrutura definidas no PNH2. Os mecanismos já disponíveis e os que estão em tramitação estão descritos no Capítulo 3, dentre os quais se destacam as Leis nºs 14.948/2024 e 14.990/2024, relativas ao Marco Legal do Hidrogênio, e a Lei nº 15.042/2024, que prevê a criação do SBCE.

1 A Petrobrás é a maior produtora e consumidora desse vetor energético no país, com uma produção na ordem de 300 mil toneladas/ano, em 2020 e em 2021. A empresa planeja uma substituição gradual do H₂ cinza por H₂BC produzido a partir do biometano e etanol (PETROBRÁS, 2024; RUDDY, 2023).

A ABNT, no âmbito da Comissão de Estudos Especial de Tecnologias de Hidrogênio, está desenvolvendo uma normatização para produtores de hidrogênio, com considerações para a segurança de sistemas de hidrogênio, pilhas a combustível, entre outros tópicos. Além disso, a ANTAQ e a ANTT já possuem normas relacionadas ao transporte de substâncias perigosas, o que inclui o hidrogênio.

Métricas de ESG

A agenda ambiental, social e de governança (ESG, em inglês) e a descarbonização das atividades econômicas se consolidam como um dos pilares do ambiente corporativo, o que pode contribuir para que empresas optem por incorporar o H₂BC nas suas estratégias de descarbonização. A agenda ESG no meio empresarial associada à implementação do mercado de carbono, incentivos aos investimentos verde e a ampliação de soluções para a utilização do H₂BC podem conferir oportunidades promissoras para as companhias sediadas no Brasil (CASTRO, LEAL e GONÇALVES, 2023).

Do ponto de vista ambiental, o H₂BC não apenas pode ser adotado como uma estratégia corporativa, mas também pode servir como um instrumento para atingir os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e demais metas ligadas à sustentabilidade (LEONHARDT, BRANCO e MORAES, 2021).

Cooperação Internacional

A participação ativa do Brasil nas discussões globais sobre o mercado de hidrogênio também é fundamental para influenciar diversos aspectos, como taxonomias, critérios ESG, certificações e padrões, garantindo a competitividade internacional do setor brasileiro e impulsionando o desenvolvimento do setor de hidrogênio limpo no país.

O Brasil tem se engajado em importantes fóruns internacionais relacionados ao tema, como é o caso da adesão do país a *Hydrogen Initiative*, a *Clean Energy Marine Hubs* e *International Hydrogen Trade Forum* (IHTF), todos sob o marco da *Clean Energy Ministerial*. Além disso, o Brasil vem estabelecendo cooperações bilaterais na temática do hidrogênio com diferentes países, como Alemanha, Dinamarca, Estados Unidos e Reino Unido, e tem contado com o apoio em projetos de assistência técnica em frentes multilaterais. Somadas, essas frentes têm contribuído para a obtenção de ganhos de capacidade institucionais no país e para a internalização das melhores práticas

internacionais quanto ao desenho das políticas públicas e das regulações associadas ao tema no contexto nacional.

Especificamente, no âmbito da parceria com a Alemanha, destaca-se que a Cooperação Brasil-Alemanha para o desenvolvimento sustentável trabalha há décadas nas áreas de energia sustentável e eficiência energética, incentivando a ampliação da oferta de energias renováveis no Brasil (GIZ, 2022a). Nesse contexto, surgiu, em 2021, o projeto H2Brasil, criado pela GIZ com os objetivos de apoiar o aprimoramento da expansão do mercado de H₂V no país, como peça fundamental na redução das emissões de GEE, e contribuir para a descarbonização da economia brasileira. Observa-se que a cooperação visa melhorar as condições legais, institucionais e tecnológicas para o desenvolvimento do mercado de H₂BC.

Adicionalmente, como uma das iniciativas oriundas do projeto H2Brasil, destaca-se a criação do iH2Brasil, que surgiu com o intuito de apoiar e alavancar ideias inovadoras de *startups*, entusiastas e instituições sem fins lucrativos para o desenvolvimento de H₂V no Brasil. Por fim, em dezembro de 2023, Brasil e Alemanha confirmaram a assinatura da Parceria Brasil-Alemanha para uma Transformação Socialmente Justa e Ambiental, que ocorreu depois da 2ª Reunião de Consultas Intergovernamentais de Alto Nível, reunindo ministros de ambos os países. Entre os objetivos da parceria, está a promoção do H₂BC, especialmente o verde (CHIAPPINI, 2023).

Ameaças

Nova Tecnologia

As tecnologias de produção e transporte de H₂BC estão em diferentes estágios de desenvolvimento e implementação e, ainda, em migração de escalas de projetos-piloto para escalas comerciais. Observa-se que a operação de navios com metanol como combustível vem passando da fase de demonstração para a de comercialização. De fato, em janeiro de 2024, o porta-contêineres Ane Mærsk, com capacidade de 16.592 TEU², o maior navio movido a metanol do mundo, fez sua primeira escala no Porto de Tanger Med, no Marrocos, e dois navios semelhantes, o Astrid Mærsk e o Antonia Mærsk, já estão em atividade. Em abril de 2024, a Wärtsilä encomendou 12 navios porta-contêineres de 24.000 TEU, que devem ser entregues a duas linhas de navegação até 2026.

2 Um TEU representa a capacidade de carga de um container marítimo de 20 pés de comprimento, por 8 de largura e 8 de altura.

Os navios movidos à amônia ainda não estão no estágio comercial, mas foi verificado progresso nos testes de motores movidos à amônia para aplicações marítimas e há planos para esses navios entrarem em serviço nos próximos dois anos. Em abril de 2024, a MAN anunciou um projeto-piloto para instalar motores movidos à amônia em graneleiros, construídos pelo Nihon Shipyard, em colaboração com várias empresas japonesas, para entrar em comercialização até 2027.

Destaca-se que o uso de células a combustível de hidrogênio para aplicações marítimas já foi demonstrado e a carteira de pedidos está crescendo. No entanto, o uso de motores de hidrogênio no transporte marítimo ainda está nos estágios iniciais de pesquisa. Em março de 2024, a Mitsui anunciou o primeiro teste mundial de um motor marítimo de dois tempos da MAN funcionando com hidrogênio em até 100% de carga.

O uso direto de hidrogênio na aviação também se encontra nos estágios iniciais de desenvolvimento e requer esforços significativos de inovação e demonstração antes que possa atingir a operação comercial. No final de 2023, a Airbus testou em solo um sistema de célula a combustível de 1,2 MW, com testes em voo em uma aeronave A380 (com capacidade máxima certificada para 853 assentos) planejados para 2026.

No segmento de produção de energia, um consórcio de fabricantes europeus de componentes de energia e universidades demonstraram o uso de hidrogênio 100% renovável em uma turbina a gás de 12 MW no projeto Hyflexpower, em outubro de 2023. Isso ocorreu após testes iniciais, em 2022, com misturas de 30% de hidrogênio, que foram gradualmente aumentadas até 100%, pela primeira vez para a geração de eletricidade integrada com geração renovável de hidrogênio.

Do lado da demanda, certas tecnologias que utilizam hidrogênio e combustíveis baseados em hidrogênio em aplicações em que se verificam poucas alternativas para descarbonização ainda precisam ser demonstradas em escala. No entanto, esforços contínuos de inovação podem, em breve, levar a avanços na maturidade tecnológica de tecnologias-chave de uso final.

Disponibilidade de Insumos

No que diz respeito à disponibilidade de recursos naturais, os efeitos do aquecimento global no clima, que já vêm sendo sentidos, com mudanças no regime de chuvas, ventos e insolação, poderão impactar os fatores de capacidade da geração de energia renovável e ocasionar a escassez de água. Desta

forma, tecnologias mais caras podem ser necessárias, como a reutilização ou dessalinização em algumas regiões específicas.

A disponibilidade de equipamentos para a produção de H_2BC é outro insumo importante, tanto para o hidrogênio eletrolítico, que depende do eletrolisador, como para o produzido pela rota fóssil, que depende dos sistemas de captura de carbono. O Brasil ainda depende, em grande parte, da importação desses equipamentos, o que pode elevar os custos de produção do H_2BC . Contudo, há incentivos previstos no Marco Legal do Hidrogênio (Lei nº 14.948/2024 e outros diplomas), como o Rehidro, que busca estimular a industrialização de componentes e a produção nacional de equipamentos para a cadeia do H_2BC , e o Programa Eco Invest, que visa facilitar a importação de equipamentos.

Infraestrutura Logística e Tecnologia

A maior distância relativa do Brasil à Europa, principal mercado consumidor no momento, em relação aos países do norte da África e do sul e norte da Europa (Mediterrâneo e Mar do Norte), pode afetar a competitividade do H_2BC e derivados produzidos no Brasil, considerando os altos custos de transporte do hidrogênio. Essa questão pode ser superada com a utilização de derivados de hidrogênio para transportá-lo, que já possuem infraestrutura e tecnologia de transportes conhecidos, porém implica em um grande consumo de energia. Nesse sentido, substâncias que possam ser utilizadas no destino final (amônia, metanol e SAF) seriam mais convenientes, por não precisarem ser reconvertidas.

Outro ponto relevante é o fato da rede de gasodutos brasileira ser pouco capilarizada e não adaptada para transportar H_2 . Apesar de ligar praticamente toda a costa brasileira e permitir o transporte entre portos, tais canais não necessariamente poderão ser prontamente utilizados para o hidrogênio.

A possibilidade de mistura do hidrogênio com o gás natural também poderia ser um gargalo para o uso final deste. Alguns estudos afirmam que, em baixas concentrações, na faixa de 5% a 15% do volume em H_2 , não há riscos para os consumidores ou necessidade de adaptação de equipamentos. Todavia, outros estudos discordam dessa afirmação e, inclusive, as regulações europeias atuais utilizam uma faixa mais restritiva, de 0,1% a 12%, dependendo de características específicas dos sistemas em questão (CASTRO *et al.*, 2024). Em vista disso, como ainda não há uma regulação vigente para esse tópico, a estruturação da cadeia logística baseada na possibilidade de uso dos gasodutos se torna mais complexa e imprevisível.

Arcabouço Regulatório

Como já analisado no Capítulo 3, o marco institucional do H₂BC foi recentemente instituído, ainda necessitando, contudo, de regulamentações. Assim, as estruturas institucionais, legais e regulatórias precisam ser aprimoradas, adaptando-as para, além de oferecer fornecer estabilidade, previsibilidade e confiança aos investidores, disponibilizar mecanismos de incentivo para todos os elos da cadeia de valor.

Registra-se que os riscos políticos e regulatórios são uma preocupação significativa para países emergentes como o Brasil, onde mudanças no ambiente legal ou regulatório, bem como riscos políticos, podem comprometer a atratividade dos investimentos em projetos.

Cabe mencionar que a IEA apontou que, de um modo global, há uma menor oferta de incentivos ao uso final em relação aos incentivos para produção de hidrogênio. Essa questão resulta no fato de que certas tecnologias que usam hidrogênio e derivados em setores *hard-to-abate* ainda devem ser demonstradas em escala. Dessa forma, projetos que visam demonstrar a viabilidade do uso de hidrogênio simplesmente para o aquecimento de processos em diferentes indústrias estão ganhando espaço (IEA, 2024).

De forma geral, verificam-se, no Brasil, projetos de demonstração voltados para o uso final, notadamente projetos *brownfield* de produção de amônia e projetos experimentais de frotas de ônibus urbanos, desenvolvidos por universidades, como o do campus universitário da UFRJ, no Rio de Janeiro, o programa da Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo (EMTU) e da USP, que operará na cidade universitária, e o lançado pelo município de Maricá (RJ), durante o 3º Congresso Brasileiro de Hidrogênio (2023), também desenvolvido pela Coppe-UFRJ.

Assim, considerando que a viabilização de projetos de produção depende também da demanda gerada pelo mercado de outros produtos, é crucial o incentivo à compra de longo prazo de H₂BC e seus derivados. Neste sentido, a Lei nº 14.993/2024 prevê incentivos para produção, comercialização e uso energético do diesel verde, SAF e biometano, além de aumentar o teor do etanol na gasolina. Todavia, projetos em larga escala ainda são escassos. Além disso, o PL nº 725/2022, que prevê aditivo de H₂BC às redes de transporte de gás natural, não vem progredindo no processo legislativo.

A Lei nº 14.948/2024 que institui o SBCH2, prevê que a certificação do hidrogênio adotará a intensidade de emissões de GEE relacionada ao hidrogênio produzido no território nacional como atributo, com base em análise do ciclo de vida, e deverá resguardar a integralidade ambiental, assegurada a inexistência de dupla contagem. Não são considerados, entretanto, os

critérios relativos à energia renovável estabelecidos no RED II da UE. Além disso, essa lei estabelece que a ANP deverá prever mecanismos de interoperabilidade e de harmonização com padrões internacionais de certificação de hidrogênio e poderá estabelecer regras para o reconhecimento de certificado para o hidrogênio e seus derivados importados (ver Capítulo 3).

Um aspecto crucial para incentivar o desenvolvimento do mercado consumidor de H_2BC no Brasil é a cobrança de tarifa por carbono emitido, o que já ocorre nos países desenvolvidos, de modo a garantir competitividade aos combustíveis de baixo carbono em relação aos fósseis e gerar ativos financeiros.

Os pontos a seguir elencados, relativos a aspectos diversos da regulação, merecem especial atenção.

Licenciamentos e Autorizações

Os processos de licenciamento podem ser um aspecto crítico para projetos de H_2 , visto que são projetos que têm interface com diversos setores, como meio ambiente, recursos hídricos, energia elétrica, e combustíveis fósseis, o que requer um aprofundamento técnico na concepção do projeto e agilidade dos empreendedores nos processos institucionais. Essa, porém, não é uma ameaça apenas aos projetos no Brasil, sendo comum a outras iniciativas desenvolvidas no exterior.

Aspectos Mercadológicos

Um desafio aos produtos brasileiros, não somente os ligados à cadeia do hidrogênio, é o CBAM, que será aplicado inicialmente às importações pela UE a certos bens selecionados, cuja produção é intensiva em carbono e com risco mais significativo de vazamento de carbono³, como cimento, ferro e aço, alumínio, fertilizantes, eletricidade e hidrogênio. Deste modo, destaca-se que a redução de emissões no processo de produção pode ser obtida com a utilização do H_2BC . Para a adequação a esse mecanismo, os exportadores de produtos brasileiros deverão comprovar a aderência dos produtos aos critérios do CBAM. Nesse sentido, é importante que as regras de contabilização de emissões brasileiras sejam harmonizadas às definidas pela UE.

Outro grande desafio para a implementação de PtX deve-se à diferença entre os custos de produção do H_2BC e, uma vez que o custo do H_2BC pode ser de três a quatro vezes maior do que do hidrogênio fóssil (IEA, 2023;

3 Quando os produtos da UE são substituídos por importações mais intensivas em carbono.

SCHELLING, 2023). Essa questão está sendo tratada por meio de mecanismos regulatórios, como incentivos fiscais, instrumentos de equalização de preços de venda do H₂BC aos preços de venda de seus concorrentes, acesso a crédito de condições financeiras adequadas, além da redução do custo dos equipamentos em função do aumento de escala.

O mercado atual do hidrogênio ainda é incipiente. Além disso, não há demanda para aumentar a escala de produção do hidrogênio e, consequentemente, reduzir os seus custos de produção. Menciona-se, também, a falta de normas e padrões específicos, em relação à geração de energia sem resoluções específicas para o hidrogênio.

A pouca maturidade das tecnologias de hidrogênio, o aumento de escala ainda não consolidado, a falta de infraestrutura para a distribuição e armazenamento, bem como a falta de demanda e a inexistência de um mercado de carbono, dificultam a negociação e a captação de *offtakers* para o H₂BC e derivados. Destaca-se que o risco de *offtaker* é um dos mais críticos na indústria nascente do hidrogênio limpo, uma vez que afeta a bancabilidade dos projetos. Nesse sentido, os empreendedores que não conseguem garantir acordos de compra de hidrogênio de longo prazo com compradores de boa reputação financeira têm menor chance de atingir decisões finais de investimento (OCDE, 2024).

Por sua vez, há expectativas elevadas para a produção e demanda do hidrogênio, que perpassam na expansão do hidrogênio *merchant*, o que irá requerer a construção e o investimento na infraestrutura para transporte e distribuição a longas distâncias, assim como o seu armazenamento de longa duração sendo, até o momento, desafios para o setor.

Financiamento

Por fim, as flutuações na economia, como incertezas e instabilidades macroeconômicas, inflação e aumento dos custos, podem impactar o desenvolvimento de projetos de hidrogênio e energias renováveis. Esse cenário afeta o custo do financiamento para tais projetos, pois fatores como depreciação da moeda, inflação elevada e variações nas taxas de juros aumentam o risco para investidores, tornando o capital mais caro. A depreciação da moeda é especialmente problemática, já que parte dos custos, como a compra de eletrolisadores, é em moeda estrangeira. Além disso, juros mais altos, resultantes de pressões inflacionárias, dificultam a viabilidade econômica de projetos de H₂BC (OCDE, 2024).

O risco de crédito do país, também conhecido como risco de crédito soberano, tem grande influência nos projetos de H₂BC, especialmente em países emergentes. O lançamento de títulos verdes informa aos investidores sobre o perfil de risco do projeto e da empresa, mas também do país, afetando diretamente os custos de capital. Os países com classificações de crédito mais baixas enfrentam taxas de juros mais altas, elevando o custo do capital (LEE *et al.*, 2023).

Deve-se registrar que, em função desses fatores, que têm dificultado ou mesmo impedido o investimento estrangeiro no mercado brasileiro, o Ministério da Economia lançou o Programa Eco Invest Brasil (Capítulo 3), que poderá vir a minimizar essas dificuldades.

Qualificação da mão-de-obra

A ampliação do uso do hidrogênio em atividades energéticas e industriais irá depender de esforços e investimentos em capacitação em diferentes níveis de ensino, compreendendo os níveis superior, pós-graduação e técnico (H2BRASIL, 2023). Em Chantre *et al.* (2022) e em AHK (2021), foi apontada a falta de disponibilidade de mão de obra qualificada e especializada como uma barreira para o desenvolvimento do mercado do hidrogênio no Brasil.

Assim, a oferta de treinamentos para a formação de recurso humanos é necessária para garantir a disponibilidade de profissionais atuando em diversos eixos da cadeia de valor do hidrogênio e reduzir as barreiras para o desenvolvimento desse mercado no país. Nesse sentido, a parceria com universidades e outras instituições de ensino será essencial. Registra-se que há, no Brasil, entidades que já desenvolvem atividades voltadas para o treinamento e capacitação, como o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI), centros de pesquisa e universidades, onde vem sendo formada mão de obra tecnológica para a economia do hidrogênio.

O Plano Trienal do PNH2 tem como um dos seus seis eixos o foco em programas de qualificação profissional no setor, propondo ações no âmbito da Câmara Temática de Capacitação de Recursos Humanos nesse sentido. Tais ações envolvem a criação de *masterclasses* sobre o H₂, visando a formação de mão de obra qualificada no setor, o apoio ao Projeto H2Brasil na formação de instrutores do SENAI, professores das universidades e institutos federais e na elaboração de mapas de conhecimento para identificar, de fato, as necessidades da cadeia de valor, e a criação de cursos e programas de qualificação.

Além disso, o Programa de PD&I da ANEEL pode atuar como um promotor de capacitação, uma vez que incorpora a capacitação profissional e

tecnológica/laboratorial como resultado dos projetos que serão selecionados na Chamada Estratégica ANEEL nº 026/2024. Esta ainda estipula como critério o envolvimento de entidades nacionais e internacionais para promover o compartilhamento de conhecimento, capacitação e sensibilização de profissionais no país. Desta forma, os projetos desenvolvidos no âmbito do Programada de PD&I da ANEEL podem promover a capacitação, não apenas de operadores e instaladores de plantas, mas também de consumidores industriais a respeito de potenciais aplicações e impactos no processo produtivo do hidrogênio e derivados.

Síntese dos Fatores do Ambiente Externo

Após a compreensão dos fatores determinantes que abrangem o ambiente externo, foi possível sistematizá-los no Quadro 8.1.

Quadro 8.1. Fatores do ambiente externo determinantes para o desenvolvimento do mercado de H₂BC no Brasil.

Oportunidades	Desafios
■ Custo de geração de energia renovável no Brasil muito competitivo, com destaque para a Região Nordeste; ■ Grande potencial de fontes renováveis, gás natural e biomassa; ■ Extensa rede de transmissão; ■ Possibilidade de estabelecimento de PPA e mercado <i>spot</i> com grande participação de energia renovável; ■ Estimativas de grande crescimento de demanda global de H₂BC; ■ Programas de incentivo para energia solar e eólica; ■ Brasil é líder em investimentos internacionais no setor de energias renováveis; ■ Disponibilidade de linhas de financiamento nacionais, internacionais e de organismos multilaterais; ■ Políticas públicas e regulação para incentivar os investimentos na cadeia de valor do H₂BC; ■ Incentivos para a indústria previstos na nova legislação; ■ Regulação em desenvolvimento, possibilitando <i>sandbox</i>; ■ Atividade relevante em PD&I para produção de hidrogênio em várias rotas tecnológicas, como renováveis (etanol, hidro, eólica, solar e biometano) e gás natural com captura de carbono; ■ O Brasil possui uma estrutura institucional que inclui um padrão consolidado de financiamento para energias renováveis; ■ O Plano Nova Indústria Brasil apresenta um conjunto de soluções financeiras para H₂BC e demandantes; ■ A Plataforma Brasil de Investimentos Climáticos e para a Transformação Ecológica; ■ Potencial do mercado europeu, impulsionado pelos leilões; ■ Potencial mercado interno incentivado pelo CBAM, considerando o pujante parque industrial dos principais setores <i>hard-to-abate</i>; e ■ Cooperação internacional.	■ Maior distância relativa em relação aos países do norte da África e do sul e norte da Europa (Mediterrâneo e Mar do Norte); ■ Grandes gastos energéticos para produção de carreadores; ■ Intensidade do consumo de água e regiões com escassez em locais de geração e energia renovável; ■ Rede de gasodutos pouco capilarizada e não adaptada para transporte de H₂; ■ Falta de normas e padrões específicos; ■ Falta de mão de obra especializada; ■ Mercado com regulação em desenvolvimento ou com previsão de revisão; ■ Demora na aprovação e implantação de precificação de carbono e mercado de créditos de carbono; ■ Falta de demanda para viabilizar o produto em um contexto de necessidade de contratos de longo prazo de fornecimento de energia renovável e com <i>offtakers</i> de H₂V ou derivados; ■ Altos preços do H₂BC e suas tecnologias em relação ao H₂ fóssil; ■ Concorrência com outros países da América Latina, África e Ásia; ■ Poucos projetos de demonstração comercial em andamento; ■ Ausência de escala da produção de equipamentos nacionais, implicando na necessidade de importação; ■ Necessidade de construção da infraestrutura para a distribuição do H₂; ■ Necessidade de adaptação das instalações dos consumidores finais; e ■ Aspectos macroeconômicos, como taxa de juros, inflação e taxa de câmbio, impactando o investimento.

Fonte: Elaboração própria.

Referências

- ABB. *ABB advanced power technology to play key role in green hydrogen pilot project*. Zurich, Switzerland, 2023. Disponível em: <https://new.abb.com/news/detail/108872/abb-advanced-power-technology-to-play-key-role-in-green-hydrogen-pilot-project>. Acesso em: 4 mar. 2024.
- ABICLOR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE ÁLCALIS, CLORO E DERIVADOS. *Relatório estatístico janeiro/junho 2021*. ABICLOR, 2021.
- ABCP – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CIMENTO PORTLAND; SNIC – SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO. *Roadmap: Netzero – Visão da Indústria Brasileira do Cimento para alcançar a neutralidade de emissões ao longo do seu ciclo de vida até 2050*. ABCP e SNIC, 2024.
- ABREU, M. G. C. *Descarbonização do setor siderúrgico a partir da utilização de hidrogênio: desempenho ambiental e potencial*. Dissertação (Mestrado em Meio Ambiente e Recursos Hídricos). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Minas Gerais, 2023.
- AEG. *AEG Power Solutions equips the hydrogen production process of Swerim pilot plant*. 2021. Disponível em: https://www.aegps.com/en/wp-content/uploads/2023/08/AEGPS_PR_PR_Swerim_pilotplant_EN.pdf. Acesso em: 4 mar. 2024.
- AEG. *AEG Power Solutions provides DC power supplies for the electrolysis process of the world's largest green hydrogen*. 2022. Disponível em: https://www.aegps.com/en/wp-content/uploads/2023/08/PR_2022-06-28_CEOG_EN.pdf. Acesso em: 4 mar. 2024.
- AGÊNCIA FAPESP. *Shell, Raízen, Hytron, USP e Senai firmam parceria para a conversão de etanol em hidrogênio*. 2022. Disponível em: <https://agencia.fapesp.br/shell-raizen-hytron-usp-e-senai-firmam-parceria-para-a-conversao-de-etanol-em-hidrogenio/39548>. Acesso em: 7 mar. 2024.
- AGÊNCIA SENADO. *Medida Provisória cria o Programa Mover para descarbonizar veículos brasileiros*. 2023. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2024/01/02/medida-provisoria-cria-o-programa-mover-para-descarbonizar-veiculos-brasileiros>. Acesso em: 11 jun. 2024.
- AGORA INDUSTRY. *Levelised cost of hydrogen Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful*. 2023. Disponível em: <http://www.agora-industry.org>.
- AHAD, M.T.; BHUIYAN, M.M.H.; SAKIB, A.N.; BECERRIL CORRAL, A.; SIDDIQUE, Z. *An Overview of Challenges for the Future of Hydrogen*. Materials, v. 16, n. 20, p. 6680, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/ma16206680>.
- AHK-RIO; CÂMARA DE INDÚSTRIA E COMÉRCIO BRASIL-ALEMANHA DO RIO DE JANEIRO. *Mapeamento do setor de hidrogênio brasileiro: panorama e potenciais para o hidrogênio verde*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Rio de Janeiro, 2021.
- AIR LIQUIDE. *Hydrogen production: technology solutions for clean industry & mobility*. 2022. Disponível em: https://engineering.airliquide.com/sites/engineering/files/2022-09/brochurehydrogenpp_0.pdf. Acesso em: 7 mar. 2024.
- AIR LIQUIDE. *Air Liquide is a partner in six out of seven Hydrogen Hubs announced by the DOE in the U.S*. Paris, França, 2023. Disponível em: <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2023/10/19/air-liquide-partner-six-out-seven-hydrogen-hubs-announced-doe-us>. Acesso em: 7 mar. 2024.

ALMEIDA, C. *Zonas de Processamento de Exportação*. SEBRAE, 2019. Disponível em: <https://sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/ufs/ap/artigos/zona-de-processamento-de-exportacao,dfd97640b34b6510VgnVCM1000004c00210aRCRD>. Acesso em: 5 mar. 2024.

AMSC – AMERICAN SUPERCONDUCTOR. *Transformative power solutions: designing, developing and deploying power control systems that harmonize an increasingly complex energy system*. 2024. Disponível em: <https://ir.amsc.com/static-files/443da504-b669-4c75-8351-bd37450cbf76>. Acesso em: 22 fev. 2024.

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. *Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico e o H2BC*. 2021.

ANEEL. *Ofício Circular Nº 0008/2024 – STE/ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024.

ANL – ARGONNE NATIONAL LABORATORY. *Fuel cell technologies market report*. 2019. U.S. Department of Energy (DOE). Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/2011_market_report.pdf.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2023*. Rio de Janeiro, 2023.

APODI. *Relatório de Sustentabilidade 2023*. Cimento Apodi, 2023.

ARCELORMITTAL. *ArcelorMittal conclui aquisição da CSP no Brasil*. 2023. Disponível em: <https://brasil.arcelormittal.com/sala-imprensa/noticias/brasil/arcelormittal-conclui-aquisicao-da-csp-no-brasil>. Acesso em: 13 jun. 2024.

AZEVEDO, J. H. P. *Manual para Certificação de hidrogênio*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2023.

BAKER, R.; BENOIT, P. *How Project Finance Can Advance the Clean Energy Transition in Developing Countries*. Oxford Institute for Energy Studies, 2022.

BECKER, H. et al. *Impact of impurities on water electrolysis: a review*. Sustainable Energy Fuels, v. 7, p. 1565-1603, 2023.

BENGHANEM, M. et al. *The effect of voltage and electrode types on hydrogen production powered by photovoltaic system using alkaline and PEM electrolyzers*. International Journal of Hydrogen Energy, v. 57, p. 625-636, 2024.

BID – BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO. *Promotion of the Green Hydrogen Market in LAC Countries*. 2020. Disponível em: <https://www.iadb.org/en/whats-our-impact/RG-T3777>. Acesso em: 15 abr. 2024.

BID. *Analysis of the Production, Commercialization and Applications of Green Hydrogen and Large-Scale Energy Storage Alternatives in Honduras*. 2022. Disponível em: <https://www.iadb.org/en/whats-our-impact/HO-T1387>. Acesso em: 15 abr. 2024.

BID. *IDB Approves US\$400 Million Loan to Boost Chile's Green Hydrogen Industry*. 2023a. Disponível em: <https://www.iadb.org/en/news/idb-approves-400-million-loan-boost-chiles-green-hydrogen-industry>. Acesso em: 17 out. 2023.

BID. *Support the Development of Green Hydrogen Production Capabilities in Trinidad and Tobago*. 2023b. Disponível em: <https://www.iadb.org/en/whats-our-impact/TT-L1065>. Acesso em: 15 abr. de 2024.

BLAKER, A. *Financing the Clean Hydrogen Revolution*. Hydrogen Council, 2021.

BLOOMBERGNEF (BNEF). *Energy Transition Factbook*. 2023. Disponível em: https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/CEM-Factbook_2023.pdf.

BMWK – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. *International Hydrogen Ramp-up Programme – H2Uppp*. 2023. Disponível em: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Hydrogen/Foerderung-International-Beispiele/10-international-hydrogen-ramp-up-programme-h2uppp.html>. Acesso em: 17 out. 2023.

BNB – BANCO DO NORDESTE. *FNE Proinfra*. 2023c. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne-proinfra>. Acesso em: 17 out. 2023.

BNB. *FNE Verde*. 2023b. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne-verde>. Acesso em: 17 out. 2023.

BNDES – BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa*. BNDES, 2022.

BNDES. *Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa Verde*. Rio de Janeiro, 2022b.

BNDES. *BNDES Debêntures em Ofertas Públicas*. 2024c. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-debentures-oferta-publica#:~:text=A%20subscrição%20de%20debêntures%20pelo,empresas%20e%20projetos%20no%20país>. Acesso em: 3 set. 2024.

BNDES. *BNDES Mais Inovação – Investimento em Inovação*. 2024b. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/programa-bndes-mais-inovacao>. Acesso em: 15 abr. 2024.

BNDES. *Fundo Clima – Transição Energética*. 2024a. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>. Acesso em: 12 abr. 2024.

BNEF – BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. *Scaling up hydrogen: the case for low-carbon ammonia*. BNEF, 2024.

BNEF. *Hydrogen offtake is tiny but growing*. 2023. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-offtake-is-tiny-but-growing/>. Acesso em: 20 mar. 2024.

BRANQUINHO, A. et al. Modelos regulatórios e financiamento. In: Castro, N. et al. *A economia do hidrogênio: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil*. Rio de Janeiro. E-papers, 2023, pp. 57-92.

BRASIL. *Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997*. Institui a política nacional de recursos hídricos. Diário Oficial da União, Brasília, 1997.

BRASIL. *Lei nº 11.508, de 20 de julho de 2007*. Dispõe sobre o regime tributário, cambial e administrativo das Zonas de Processamento de Exportação. Diário Oficial da União, Brasília, 2007.

BRASIL. *Lei nº 14.184, de 14 de julho de 2021*. Altera a Lei nº 11.508, de 20 de julho de 2007, para fins de modernização do marco legal das Zonas de Processamento de Exportação (ZPE), Diário Oficial da União, p. 2. Brasília, 2021.

BRASIL. *Plano Nacional de Fertilizantes 2050: uma estratégia para os fertilizantes no Brasil*. Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, Brasília, 2023.

BRASIL. *Resolução nº 5.947, de 1º de junho de 2021, da Agência Nacional de Transportes Terrestres*. Atualiza o Regulamento para o Transporte Rodoviário de Produtos Perigosos e aprova as suas Instruções Complementares, e dá outras providências. Ministério da Infraestrutura, Brasília, 2021a.

BRASIL. *O Plano Nacional de Fertilizantes*. Ministério da Agricultura e Pecuária. 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/insumos-agropecuarios/insumos-agricolas/fertilizantes/plano-nacional-de-fertilizantes/o-plano-nacional-de-fertilizantes>. Acesso em: 18 mar. 2024.

- BRASIL. *Parecer (SF) nº 25, de 2023*. 2023a. Diário do Senado Federal nº 182/2023. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/diarios/ver/113854?sequencia=272>.
- BRASIL. *PL 5816/2023*. 2024. Câmara dos Deputados, 2024. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2416789>.
- BRASIL. *Produção Nacional de Fertilizantes: Estudo Estratégico*. Planalto, 2021d. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/assuntos/assuntos-estrategicos/documentos/estudos-estrategicos/>. Acesso em: 18 mar. 2024.
- BRASIL. *Projeto de Lei nº 725, de 2022*. Senado Federal, 2023b. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/152413>.
- BRDE – BANCO REGIONAL DE DESENVOLVIMENTO DO EXTREMO SUL. *Mais energia sustentável*. 2023a. Disponível em: <https://www.brde.com.br/linha-financiamento/mais-energia-sustentavel/>. Acesso em: 17 out. 2023.
- BRDE. *Mais inovação*. 2023b. Disponível em: <https://www.brde.com.br/linha-financiamento/mais-inovacao/>. Acesso em: 17 out. 2023.
- BRITO, K. B. *Impactos socioeconômicos das amônia eletrolítica no Brasil: uma análise insumo-produto*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2024.
- BUBE, S. et al. *Power and biogas to methanol – A techno-economic analysis of carbon-maximized green methanol production via two reforming approaches*. Energy Conversion and Management, v. 304, p. 118220, 2024.
- BUDINIS, S.; GOUY, A.; LEVI, P.; MANDOVÁ, H.; VASS, T. *Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertilizer production*. International Energy Agency (IEA), 2021.
- CARTA CAPITAL. *Petrobras encerra contrato com gigante dos fertilizantes*. Unigel, 2023. Disponível em: <https://www.cartacapital.com.br/cartaexpressa/petrobras-encerra-contrato-com-gigante-dos-fertilizantes-unigel/>. Acesso em: 6 set. 2024.
- CASTRO, N. et al. *Perspectivas Para a Economia de H2BC no Brasil*. 2024. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/03/Castro_2024_03_21.pdf. Acesso em: 24 jul. 2024.
- CASTRO et al. *Financiamento nacional para o desenvolvimento da cadeia de produção do hidrogênio renovável. H2 Verde Brasil*. 2023. Disponível em: <https://www.h2verdebrasil.com.br/noticia/financiamento-nacional-para-o-desenvolvimento-da-cadeia-de-producao-do-hidrogenio-renovavel/>. Acesso em: 10 mar. 2024
- CASTRO, N.; LEAL, L. M.; GONÇALVES, L. *Agenda ESG e os investimentos na cadeia de valor do H2BC. Portal do H2BC*. 2023. Disponível em: <https://www.h2verdebrasil.com.br/noticia/agenda-esg-e-os-investimentos-na-cadeia-de-valor-do-hidrogenio-verde/>.
- CASTRO, N.; BRITO, K.; MASSENO, L. *O papel estratégico do H2V no setor de fertilizantes nitrogenados*. Broadcast Energia, 2024. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/08/Castro_2024_08_22.pdf. Acesso em: 6 set. 2024.
- CASTRO, N.; SANTOS, V.; LEAL, L. M. *Mistura de gás metano-hidrogênio como fator impulsionador de uma economia de hidrogênio*. 2024
- CEARÁ.GOV.BR. *Complexo do Pecém e Cactus assinam pré-contrato para a produção de hidrogênio verde*. 2023. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2023/10/25/complexo-do-pecem-e-cactus-assinam-pre-contrato-para-producao-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 2 fev. 2024.

CEBOLLA, R. O.; DOLCI, F.; RONNEFELD, E. W. *Assessment of hydrogen delivery options: feasibility of transport of green hydrogen within Europe*. Joint Research Centre Technical Report, Luxemburgo, 2022.

CHANTRE, C., ELIZIÁRIO, S. A., PRADELLE, F., CATÓLICO, A. C., DORES, A. M. B., SERRA, E. T., TUCUNDUVA, R. C., CANTARINO, V. B. P., BRAGA, S. L. *Hydrogen economy development in Brazil: An analysis of stakeholders' perception*. Sustainable Production and Consumption, v. 34, p. 26-41, 2022.

CHAPOLA, R. *Petrobras fechou três fábricas de fertilizantes nos últimos 4 anos*. Revista Veja. 2022. Disponível em: <https://veja.abril.com.br/politica/petrobras-fechou-tres-fabricas-de-fertilizantes-nos-ultimos-4-anos>. Acesso em: 18 mar 2024.

CHEM ANALYST. *Brazil methanol market analysis: industry market size, demand & supply gap, end-user industries, sales channel, regional demand, company share, foreign trade, manufacturing process, 2015-2034*. 2024. Disponível em: <https://www.chemanalyst.com/industry-report/brazil-methanol-market-212>. Acesso em: 17 jun. 2024.

CHIAPPINI, G. *Alema prevê R\$ 45 mi na fabricação de equipamentos de hidrogênio verde*. Agência epbr, 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/alema-preve-r-45-mi-na-fabricacao-de-equipamentos-de-hidrogenio-verde/>.

CHIAPPINI, G. (2023). *Hub de hidrogênio no Piauí mira exportação e indústria verde*, Agência epbr. Disponível em: <https://epbr.com.br/hub-de-hidrogenio-no-piaui-mira-exportacao-e-industria-verde/>. Acesso em: 14 mar. 2024

CHIAPPINI, G. *H2BC, mas nem tanto*. Agência epbr, 2023b. Disponível em: <https://epbr.com.br/hub-de-hidrogenio-no-piaui-mira-exportacao-e-industria-verde/>. Acesso em: 23 jan. 2024.

CHIAPPINI, G. *Hidrogênio verde: conheça 10 projetos promissores em desenvolvimento no Brasil*. Agência epbr, 2023a. Disponível em: <https://epbr.com.br/hidrogenio-verde-conheca-10-projetos-promissores-em-desenvolvimento-no-brasil/>. Acesso em: 17 jan. 2024.

CHIAPPINI, G. *Hub de hidrogênio no Piauí mira exportação e indústria verde*. Agência epbr. 2023c. Disponível em: <https://epbr.com.br/hidrogenio-verde-mas-nem-tanto/>. Acesso em: 2 fev. 2024.

CHIAPPINI, G. *Refinaria do Pecém fecha acordo para produção de metanol no Ceará*. Agência epbr. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/refinaria-do-pecem-fecha-acordo-para-producao-de-metanol-no-ceara/>. Acesso em: 13 jun. 2024.

CHIAPPINI, G. *Votorantim quer produzir concreto neutro em carbono até 2050*. Agência epbr. 2021. Disponível em: <https://eixos.com.br/empresas/votorantim-quer-produzir-cimento-carbono-zero-ate-2050/>. Acesso em: 14 abr. 2025.

CIF – CLIMATE INVESTMENT FUND. *Industry Decarbonization Program Call for Expressions of Interest*. 2024b. Disponível em: <https://www.cif.org/industryEOI>. Acesso em: 10 out. 2024.

CIF. *Industry Decarbonization Program*. 2024a. Disponível em: https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/knowledge-documents/Industry_Decarbonization_Program_Brochure.pdf.

CIFRE, P.G.; BADR, O. *Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol*. Energy Conversion and Management 48, 519–527, 2007.

CIPP – COMPLEXO INDUSTRIAL E PORTUÁRIO DE PECÉM. *Governo do Ceará assina sexto pré-contrato para produção de H2BC no Pecém*. 2024b. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/governo-do-ceara-assina-sexto-pre-contrato-para-producao-de-hidrogenio-verde-no-pecem/>. Acesso em: 17 jun. 2024.

CIPP. *Área Industrial*. 2024a. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/area-industrial/>. Acesso em: 7 jun. 2024.

CNT – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DO TRANSPORTE. *Anuário CNT do Transporte: Estatísticas Consolidadas – 2022*. 2022. Disponível em: <https://anuariodottransporte.cnt.org.br/2022/Inicial>. Acesso em: 17 jan. 2024.

COFIC – COMITÊ DE FOMENTO INDUSTRIAL DE CAMAÇARI. *O polo industrial de Camaçari*. 2024a. Disponível em: <https://coficpolo.com.br/pagina.php?p=39>. Acesso em: 22 jan. 2024.

COFIC. *Unigel anuncia novos investimentos em seu projeto de hidrogênio verde em Camaçari*. 2024b. Disponível em: <https://coficpolo.com.br/noticia.php?n=442>. Acesso em: 22 jan. 2024.

COGNITIO CONSULTORIA. *Relatório 2 – Caracterização e potencial de produção nacional dos principais componentes da cadeia produtiva do H2V*. H2Brasil – Expansão do Hidrogênio Verde, Brasília, 2022.

CORTÉS, I. B.; SOTO, I. *Renewable Hydrogen Latin America and the Caribbean: opportunities, challenges and pathways*. Santiago, Chile: Latin America and Caribbean Green Hydrogen Action, 2023.

CRAEN, S. *Financing a World Scale Hydrogen Export Project*. Oxford Institute for Energy Studies, 2023.

CROUCH, R. *Financing hydrogen projects brings unique challenges*. Norton Rose Fulbright, 2021.

CUMMINS. *Hydrogen the next Generation: Discover cummins electrolyzer technologies*. 2023. Disponível em: <https://www.cummins.com/sites/default/files/2023-10/electrolyzer-brochure.pdf>. Acesso em: 7 mar. 2024.

DELMON, J. *Project Finance: Key Concepts*. In: Private Sector Investment in Infrastructure: Project Finance, PPP Projects and Risk. 2. ed. The World Bank, 2009. p. 640. Disponível em: <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/financing/project-finance-concepts>.

DNIT – Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes. *Infraestrutura Aquaviária*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/dnit/pt-br/assuntos/aquaviario>. Acesso em: 25 out. 2024.

DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. *DOE announces \$160 million for projects to improve fossil-based hydrogen production, transport, storage, and utilization*. 2021. Disponível em: <https://www.energy.gov/articles/doe-announces-160-million-projects-improve-fossil-based-hydrogen-production-transport>. Acesso em: 11 dez. 2023.

DOE. *Financial Incentives for Hydrogen and Fuel Cell Projects*. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office (HFTO), 2022.

DOE; OCED. *Bipartisan Infrastructure Law: Additional Clean Hydrogen Program (Section 40314): Regional Clean Hydrogen Hubs Funding Opportunity Announcement*. DE-FOA-0002779, 2022. Disponível em: <https://oced-exchange.energy.gov/Default.aspx#>. Acesso em: 16 out. 2023.

DOE. *US National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap*. 2023.

EIB – EUROPEAN INVESTMENT BANK. COP28: *O Banco Europeu de Investimento e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) do Brasil exploram oportunidades de cofinanciamento de projetos de ação climática*. 2023. Disponível em: <https://www.eib.org/en/press/all/2023-485-cop28-eib-to-co-finance-climate-action-projects-with-the-brazilian-development-bank-bndes?lang=pt>. Acesso em: 18 mar. 2024.

EIB. *Latin America Investment Facility*. 2023b. Disponível em: <https://www.eib.org/en/products/mandates-partnerships/laif/index.htm>. Acesso em: 7 nov. 2023.

EIB. *The Global Gateway in Latin America and the Caribbean*. European Investment Bank (EIB), 2023a. Disponível em: <https://www.eib.org/en/publications/20230171-the-global-gateway-in-latin-america-and-the-caribbean>. Acesso em: 6 de nov. 2023.

EIB. *Unlocking the hydrogen economy – stimulating investment across the hydrogen value chain*. 2021.

ENERGY INSTITUTE. *Statistical Review of World Energy Data*. 2024. Disponível em: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>.

EPBR. *Brasil e EUA vão cooperar em hidrogênio limpo e SAF*. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/brasil-e-eua-vo-cooperar-em-hidrogenio-limpo-e-combustivel-sustentavel-de-aviacao/>. Acesso em: 14 mar. 2023

EPBR. *Casa dos Ventos e Comerc assinam pré-contrato para produção de H2BC no Pecém*. 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/casa-dos-ventos-e-comerc-assinam-pre-contrato-para-produca>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, *Produção e Consumo de Hidrogênio em refinarias*, 2022.

EPE. *Potencial de recursos para a produção de hidrogênio de baixo carbono*. 2024. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/arcgisportal/apps/MapSeries/index.html?appid=3bcaae79f4c5469aa8a9e7a4cf638b75>. Acesso em: 1 jul. 2024.

EPE. *Informe Técnico – Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados (Nº EPE-DEA-IT-001/2019)*. 2019b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf. Acesso em: 18 mar. 2024.

ESMAP – ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. *Hydrogen For Development Partnership (H4D)*. 2022. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/11/15/hydrogen-for-development-partnership-h4d-launch>. Acesso em: 18 mar. 2024.

EUROPEAN COMMISSION. *Auctions-as-a-Service for Member States: Concept Note*. 2023d. Disponível em: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2023-11/policy_funding_innovation_conceptpaper_auctionsasaservice.pdf. Acesso em: 12 jan. 2024.

EUROPEAN COMMISSION. *Competitive bidding*. 2023c. Disponível em: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en. Acesso em: 13 jan. 2023.

EUROPEAN COMMISSION. *In Brazil, President von der Leyen announces EUR 10 billion of Global Gateway investments in Latin America and the Caribbean*. 2023. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ac_23_3265. Acesso em: 18 mar. 2023.

EUROPEAN COMMISSION. *Instrumentos financeiros: Capital próprio, garantias e empréstimos*. 2023a. Disponível em: https://commission.europa.eu/funding-tenders/find-funding/financial-instruments-equity-guarantees-and-loans_en.

EUROPEAN COMMISSION. *Joint EU-Germany statement on Germany's participation in the European Hydrogen Bank "Auctions-as-a-Service" scheme*. 2023b. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_5823. Acesso em: 13 jan. 2023.

EUROPEAN COMMISSION. *Renewable Hydrogen*. 2023a. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/renewable-hydrogen_en. Acesso em: 23 jan. 2024.

EUROPEAN COMMISSION. *Voluntary Schemes*. Retrieved from European Commission. 2024. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en#approved-voluntary-schemes-and-national-certification-schemes.

FALCÃO, L. *Corredor de H2BC: Governo do Ceará e Países Baixos firmam parceria para impulsionar produção e exportação*. Secretaria do Desenvolvimento Econômico do Ceará, 2023. Disponível em: <https://www.sde.ce.gov.br/2023/05/10/hub-de-hidrogenio-verde-governo-do-ceara-e-paises-baixos-firmam-parceria-para-impulsionar-producao-e-exportacao/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

FARSI, M. *Advances in Synthesis Gas: Methods, Technologies and Applications – Chapter 13: Ammonia production from syngas: Plant design and simulation*. Elsevier, v. 3, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/C2021-0-00381-3>.

FATTOUH, B. *The Energy Trilemma and the Energy Transition*. Oxford Institute for Energy Studies, 2023.

FINEP – FINANCIADORA DE ESTUDOS E PESQUISAS. *Apoio Direto à Inovação*. 2024a. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/apoio-e-financiamento-externa/programas-e-linhas/apoio-direto-a-inovacao>. Acesso em: 12 abr. 2024.

FINEP. *Apresentação da Chamada: Mais Inovação Brasil – Energias Renováveis*. 2024b. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/chamadas-publicas/chamadapublica/726>. Acesso em: 9 fev. 2024.

FOLHA DE PERNAMBUCO. *Pernambuco ganha primeira indústria de e-metanol no Brasil; investimento será de R\$ 2 bilhões*. 2024. Disponível em: <https://www.folhape.com.br/economia/pernambuco-ganha-primeira-industria-de-e-metanol-no-brasil/329191/>. Acesso em: 17 jun. 2024.

FRANKFURT SCHOOL. *Financing of PtX projects in non-OECD countries*. H2 Global-Stiftung, Alemanha, 2023.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE. *Power-to-X Country Analysis Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries*. 2023.

FRIEM. *Hydrogen*. 2021. Disponível em: <https://friem.com/en/business/hydrogen/>. Acesso em: 4 mar. 2024.

FUEL CELL WORKS. *Chinese hydrogen Firm Peric selects ABB to supply rectifier system to Texas pilot plant*. 2023. Disponível em: <https://fuelcellsworks.com/news/chinese-hydrogen-firm-peric-selects-abb-to-supply-rectifier-system-to-texas-pilot-plant/>. Acesso em: 4 mar. 2024.

GANDRA, A. *Reabertura de fábrica no Paraná reduziria importação de fertilizantes*. Agência Brasil, 2023. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-07/reabertura-de-fabrica-no-parana-reduziria-importacao-de-fertilizantes>. Acesso em: 18 mar. 2024.

GERDAU. *Gerdau conclui aquisição da Silat e expande atuação no Ceará*, 2020. Disponível em: <https://www2.gerdau.com.br/noticias/gerdau-conclui-aquisicao-da-silat-e-expande-atuacao-no-ceara/>. Acesso em: 13 jun. 2024

GIELEN, D.; LATHFAL, P.; ROCHA, S. C. L. *Unleashing the power of hydrogen for the clean energy transition*. 2023. Disponível em: <https://blogs.worldbank.org/energy/unleashing-power-hydrogen-clean-energy-transition>. Acesso em: 5 out. 2023.

GIZ – DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT. *Eu Requirements For Renewable Hydrogen And Its Derivatives: Analysis of the two delegated acts adopted by the European Commission in February 2023 specifying the conditions under which electricity used to produce renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) may be counted as fully renewable & the methodology to assess the greenhouse gas emissions savings from RFNBO*. Berlin, 2023.

GOMES, I. et al. *Hydrogen for the ‘low hanging fruits’ of South America: decarbonising hard-to-abate sectors in Brazil, Argentina, Colombia, and Chile*. 2024.

GOVERNO DO CEARÁ; GIZ; FMEACA. *Green Hydrogen Ceara Strategy – from policy to practice*. 2023. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/230425_GreenHydrogenPort_Ceara_State_Government.pdf.

GREEN HYDROGEN SYSTEMS. *First industrial-level green hydrogen plant in Chile*. 2024. Disponível em: <https://www.greenhydrogensystems.com/projects/electrolyser-to-walmart-chile-engie-green-hydrogen-plant>. Acesso em: 7 mar. 2024.

GREEN POWER. *Warm Congratulations On The Successful Shipment Of A Single 23MW Rectifier Container Complete System For The Middle East Water Electrolysis Hydrogen Production Project!* 2024. Disponível em: <https://www.gprectifier.com/news/warm-congratulations-on-the-successful-shipment-74895491.html>. Acesso em: 4 mar. 2024.

GRUBB, M. et al. *Chapter 1: Introduction and Framing*. In: *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. IPCC, 2021.

H-TEC. *H TEC SYSTEMS to deliver PEM electrolyzer to Spanish project developer SailH2*. 2024a. Disponível em: <https://www.h-tec.com/en/news/detail/h-tec-systems-to-deliver-pem-electrolyzer-to-spanish-project-developer-sailh2/>. Acesso em: 7 mar. 2024.

H-TEC. *References*. 2024b. Disponível em: <https://www.h-tec.com/en/references/>. Acesso em: 7 mar. 2024.

H2 VERDE BRASIL. *H2Brasil: Capacitação*. Disponível em: <https://h2verdebrasil.com.br/capacitacao/>. Acesso em: 19 jan. 2024.

H2BRASIL. *Mercado de hidrogênio e power-to-x: demanda por capacitações profissionais*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Brasília, 2023.

HARRISON, S. B. *Ultrapure water for electrolysis*. Decarbonization Technology, 2024. Disponível em: <https://decarbonisationtechnology.com/article/228/ultrapure-water-for-electrolysis>. Acesso em: 6 mar. 2024.

HFTO – HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE. *Hydrogen shot*. 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot>. Acesso em: 16 out. 2023.

HYDROGEN COUNCIL. *Hydrogen Insights 2023: An update on the state of the global hydrogen economy, with a deep dive into North America*. Maio 2023.

HYDROGEN EUROPE. *Clean Ammonia, In The Future Energy System*. 2023.

HYDROGEN EUROPE. *Clean Hydrogen Monitor*. 2023. Disponível em: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf. Acesso em: 20 jan. 2024.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Global Hydrogen Review 2021*. 2021.

IEA. *Global Hydrogen Review 2023*. 2023.

INSTITUTO DO AÇO BRASIL. *A siderurgia em números 2022*. Rio de Janeiro, 2022.

INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. *Scoping paper on the Brazilian decarbonization: Steel industry*. Rio de Janeiro, 2022.

INVESTE PIAUÍ. *Hubs de Hidrogênio Verde*. Disponível em: <https://investepiaui.com/hub-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 2 fev. 2024.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Green hydrogen for industry: a guide to policy making*. Abu Dhabi, 2022a.

IRENA; BLUERISK. *Water for hydrogen production*, 2023.

IRENA. *Creating a global hydrogen market: certification to enable trade*, 2023.

IRENA. *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*. Abu Dhabi, 2022.

IRENA. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi, 2020.

IRENA. *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. Methanol Institute, Abu Dhabi, 2021.

IRENA. *Low-cost finance for the energy transition*. Abu Dhabi, 2023.

ITM POWER. *24MW sale to Yara*. 2022. Disponível em: <https://itm-power.com/news/24mw-sale-to-yara>. Acesso em: 7 mar. 2024.

ITM Power. *Capital Market Day*. 2024. Disponível em: https://itm-power-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/ITM_Power_Interim_Results_Jan_24_fb87161a28.pdf. Acesso em: 7 mar. 2024.

JÁTOBA, R. *Os desafios e compromissos em sustentabilidade do setor ferroviário brasileiro, segundo a VLI Logística*. Um Só Planeta, 2022. Disponível em: <https://umsoplaneta.globo.com/podcast/noticia/2022/09/14/os-desafios-e-compromissos-em-sustentabilidade-do-setor-ferroviario-brasileiro-segundo-a-vli-logistica.ghtml>. Acesso em: 11 jun. 2024.

KANE, M. K.; GIL, S. *Green hydrogen: A key investment for the energy transition*. 2022. Disponível em: <https://blogs.worldbank.org/ppps/green-hydrogen-key-investment-energy-transition>. Acesso em: 5 out. 2023.

KfW – DEUTSCHE INVESTITIONS- UND ENTWICKLUNGSGESELLSCHAFT (DEG). *DEG – more than finance: We shape transformation. Infrastructure and Energy*. 2023.

KfW. *Brazil*. 2023d. Disponível em: <https://www.kfw-entwicklungsbank.de/International-financing/KfW-Development-Bank/Local-presence/Latin-America-and-the-Caribbean/Brazil/>. Acesso em: 7 nov. 2023.

KfW. *Funding Process*. 2023c. Disponível em: <https://www.kfw-entwicklungsbank.de/Our-topics/PtX/process/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

KfW. *Mobilising private capital: KfW launches the world's first promotional platform for financing green hydrogen*. 2022. Disponível em: https://www.kfw.de/About-KfW/Newsroom/Latest-News/Pressemitteilungen-Details_735744.html. Acesso em: 6 nov. 2023.

KfW. *PtX Platform*. 2023b. Disponível em: <https://www.kfw-entwicklungsbank.de/Our-topics/PtX/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

KFW. *SDG 7 – Affordable and clean energy*. 2023a. Disponível em: <https://www.kfw-entwicklungsbank.de/SDG-portal/SDG-7/>. Acesso em: 7 nov. 2023.

KOCHINNSKI, V. *Estados se movimentam para produzir Hidrogênio verde*, Valor Econômico, 2023. Disponível em: https://valor.globo.com/publicacoes/especiais/hidrogenio-verde/noticia/2023/12/07/estados-se-movimentam-para-produzir-hidrogenio-verde.ghtml?giftId=1442277144af14b&utm_source=Email&utm_medium=Social&utm_campaign=compartilharmateria. Acesso em: 5 fev. 2024.

KRAFT POWERCON. *KraftPowercon is in unique hydrogen fuel cell Project*. 2023a. Disponível em: <https://kraftpowercon.com/news/unique-project-for-fossil-free-hydrogen-power-on-construction-sites>. Acesso em: 4 mar. 2024.

KRAFT POWERCON. *Strengthening industrial partnerships for a sustainable future*. 2023b. Disponível em: <https://kraftpowercon.com/news/strengthening-industrial-partnerships-for-a-sustainable-future>. Acesso em: 4 mar. 2024.

LEE, M.; SAYGIN, D. *Financing cost impacts on cost competitiveness of green hydrogen in emerging and developing economies*. OECD Environment Working Papers, n. 227, 2023.

LEGIS WEB. *Resolução COEMA Nº 3 DE 10/02/2022. Legislação Estadual – Ceará, 14 de fev. 2022*. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=427495>. Acesso em: 29 jan. 2024.

LEONHARDT, R.; BRANCO, C.A.; MORAES, C.S. *H2BC E ESG: Juntos no caminho da retomada verde no Brasil*. Machado Meyer, 2021. Disponível em: <https://www.machadomeyer.com.br/pt/inteligencia-juridica/publicacoes-ij/esg-e-investimentos-de-impacto/hidrogenio-verde-e-esg-juntos-no-caminho-da-retomada-verde-no-brasil>.

LIU, J.; ZHAO, J.; WEI, H.; ZHU, Q.; LI, Y. *Comparative environmental assessment of methanol production technologies: A cradle-to-gate life cycle analysis*. Energy Conversion and Management 302, 118128, 2024.

LPO – LOAN PROGRAMS OFFICE. *Title 17 Clean Energy Financing*. 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov/lpo/title-17-clean-energy-financing>. Acesso em: 18 out. 2023.

MACHADO, N. *Brasil importa fertilizantes com alta intensidade de carbono, diz executivo da Yara*. Agência epbr, 2023b. Disponível em: <https://epbr.com.br/brasil-importa-fertilizantes-com-alta-intensidade-de-carbono-diz-executivo-da-yara/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

MACHADO, N. *Como será o primeiro leilão de H2BC do mundo*. Agência epbr, 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/como-sera-o-primeiro-leilao-de-hidrogenio-verde-do-mundo/>. Acesso em: 9 jan. 2024.

MAN ENERGY SOLUTIONS. *H-TEC SYSTEMS Establishes Manufacturing Facility for PEM Electrolysis Stacks to Produce Green Hydrogen*. 2023. Disponível em: <https://www.man-es.com/company/press-releases/press-details/2023/04/26/h-tec-systems-establishes-manufacturing-facility-for-pem-electrolysis-stacks-to-produce-green-hydrogen>. Acesso em: 7 mar. 2024.

MATHEWS, J. *A Solar-Hydrogen Economy: Driving the Green Hydrogen Industrial Revolution*. Anthem Press, 2022.

MÁXIMO, W. *Entenda o programa Nova Indústria Brasil – Plano pretende impulsionar a indústria nacional até 2033*. Agência Brasil, 2024. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2024-01/entenda-o-programa-nova-industria-brasil>. Acesso em: 10 fev. 2024.

MAYYAS, A. *et al. Manufacturing cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers*. National Renewable Energy Laboratory, 2019.

MCPHY. *Unlimited hydrogen by McPhy: designer and manufacturer of equipment for the production & distribution of low-carbon hydrogen, Investors Presentation*. 2024. Disponível em: https://mcphy-finance.com/images/PDF/04_documentation_gb/Investor_presentation/2024/24.02.06.McPhy_Investor_Presentation_2023_annual_sales_VDEF_4ba35.pdf. Acesso em: 7 mar. 2024.

MCTI – MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. *Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil – 6ª Edição*. 2022.

MDIC – MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS. *Avaliação de impacto: a ZPE do Ceará – Avaliação dos impactos socioeconômicos da Zona de Processamento de Exportações do Ceará*. 2022.

MDIC. *Nova indústria Brasil – forte, transformadora e sustentável: Plano de Ação para a Neointustrialização: 2024-2026*. Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CNDI), Brasília, 2024.

ME – MINISTÉRIO DA ECONOMIA. *Sancionado o Novo Marco legal das Zonas de Processamento de Exportação*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/2021/julho/sancionado-o-novo-marco-legal-das-zonas-de-processamento-de-exportacao>. Acesso em: 29 fev. 2024.

MESQUITA, C.; COELHO, I.; BEZERRA, R. (2023). *Ceará anuncia financiamento de US\$ 40 milhões com Banco Mundial para ampliação do Porto do Pecém*, Diário do Nordeste. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/negocios/ceara-anuncia-financiamento-de-us-40-milhoes-com-banco-mundial-para-ampliacao-do-porto-do-pecem-1.3367269>. Acesso em: 18 de março de 2024.

METHANOL INSTITUTE. *Methanol price and supply/demand*. 2023. Disponível em: <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

MICHIGAN GOVERNMENT. Gov. Whitmer Announces Nel Hydrogen to Build Gigafactory in Plymouth Township, Bringing 517 Jobs and \$400 Million Investment to Michigan, Lansing, Michigan. 2023. Disponível em: <https://www.michigan.gov/whitmer/news/press-releases/2023/09/26/whitmer-announces-nel-hydrogen-to-build-gigafactory-in-plymouth-township-bringing-517-jobs>. Acesso em: 7 mar. 2024.

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. *Fator de emissão de CO2 na geração de energia elétrica no Brasil em 2023 é o menor em 12 anos*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/noticias/2024/02/fator-de-emissao-de-co2-na-geracao-de-energia-eletrica-no-brasil-em-2023-e-o-menor-em-12-anos>. Acesso em: 05 de jun. 2025.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Zona Costeira e Marinha*. 2024. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/biodiversidade/biodiversidade-aquatica/zona-costeira-e-marinha.html>. Acesso em: 25 out. 2024.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Bento Albuquerque e Ministro de Energia do Reino Unido assinam Memorando de Entendimento sobre energias renováveis*. 2020. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/ministros-de-minas-e-energia-do-brasil-e-reino-unido-assinam-memorando-de-entendimento-sobre-energias-renovaveis. Acesso em: 18 mar. 2024.

MME. *Plano de Trabalho Trienal (2023-2025) do Programa Nacional do Hidrogênio*. 2023a.

MME; SGM TM – SECRETARIA DE GEOLOGIA MINERAÇÃO E TRANSFORMAÇÃO MINERAL. *Anuário Estatístico 2021: setor de transformação de não metálicos*, 2021.

MOSZKOWICZ, M. et al. *Estudo do mercado interno e externo do H2BC*. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, 2023.

MT – MINISTÉRIO DO TRANSPORTE. *Transporte Rodoviário de Cargas – TRC*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/transporte-terrestre/transporte-rodoviario-de-cargas>.

MUSLEMANI, H. *Stainless green: considerations for making green steel using carbon capture and storage (CCS) and hydrogen (H2) solutions*. The Oxford Institute for Energy Studies, 2023.

OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. *Navigating beyond COVID-19 Recovery in the MENA Region*. 2022. Disponível em: https://www.oecd-ilibrary.org/governance/navigating-beyond-covid-19_48300c64-en.

OECD. *Scaling Hydrogen Financing for Development*. Paris, 2024. Disponível em: <https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/0287b22e-en>.

OIA – OFFICE OF INTERNATIONAL AFFAIRS. *United States and Brazil Strengthen Bilateral Cooperation on Energy and Launch a New Public Private Cooperation to Promote Clean Energy*. 2022. Disponível em: <https://www.energy.gov/ia/articles/united-states-and-brazil-strengthen-bilateral-cooperation-energy-and-launch-new-public>. Acesso em: 18 mar 2024.

OLIVEIRA, R. C. *Panorama do hidrogênio no Brasil*. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Texto para Discussão, Brasília, 2022.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Relatório Anual 2022*. 2022.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Geração de Energia*. 2025. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 05 de jun. 2025.

ONS. *Energia Agora – Carga e Geração*. 2024a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>.

O OTIMISTA. *Vice-presidente do Grupo Termaco, Carlos Maia fala sobre a visão estratégica da empresa*. 2023. Disponível em: <https://ootimista.com.br/economia/vice-presidente-do-grupo-termaco-carlos-maia-fala-sobre-a-visao-estrategica-da-empresa/>. Acesso em: 11 jun. 2024.

PATONIA, A.; POUDINEH, R. *Global trade of hydrogen: what is the best way to transfer hydrogen over long distances?* The Oxford Institute for Energy Studies, 2022.

PATONIA, A.; POUDINEH, R. *Hydrogen storage for net-zero carbon future*. The Oxford Institute for Energy Studies, 2023.

PAVLOCIC, I. *Financing green hydrogen's development: clearing the hurdles*. Natixis CIB Research, 2021.

PETROBRAS. *Fertilizantes Nitrogenados – Audiência Pública*. 2009. Disponível em: https://www.senado.leg.br/comissoes/CRA/AP/AP20090414_Dr_Fernando_Fernandes_Martinez.pdf. Acesso em: 18 mar. 2024.

PETROBRAS. *Plano estratégico 2024-2028*. 2023a.

PETROBRAS. *Petrobras assina acordo com a European Energy para avaliação de oportunidades de negócios de e-metanol*. 2023b. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-assina-acordo-com-a-european-energy-para-avaliacao-de-oportunidades-de-negocios-de-e-metanol>. Acesso em: 17 jun. 2024.

PETRONOTÍCIAS. *Petrobras fará estudos para descarbonizar da Lubnor, no Ceará*. 2024. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/petrobras-fara-estudos-para-descarbonizar-operacoes-da-lubnor-no-ceara/>. Acesso em: 11 jun. 2024.

PIAUI.GOV.BR. *Piauí lança maior projeto de hidrogênio verde do mundo, com investimentos de R\$ 200 bilhões, na sexta (15)*. 2023. Disponível em: <https://www.pi.gov.br/noticia/piaui-lanca-maior-projeto-de-hidrogenio-verde-do-mundo-com-investimentos-de-rdollar-200-bilhoes-na-sexta-15>. Acesso em: 2 fev. 2024.

PIA-IBGE; GOVERNO DO CEARÁ. *Com presença do primeiro-ministro dos Países Baixos e do governador do Ceará, portos do Pecém e Roterdã assinam acordos*. 2023. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2023/05/08/com-presenca-do-primeiro-ministro-dos-paises-baixos-e-do-governador-do-ceara-portos-do-pecem-e-roterda-assinam-acordos/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

PLANALTO. *Mover: Programa de Mobilidade Verde é lançado*. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2023/12/mover-novo-programa-amplia-aco-es-para-mobilidade-verde-e-descarbonizacao>. Acesso em: 11 jun. 2024.

PLUG POWER. *Plug Highlights Year of Strategic Growth and Advancements in Accelerating the Green Hydrogen Economy*. 2024. Disponível em: <https://www.ir.plugpower.com/press-releases/news-details/2024/Plug-Highlights-Year-of-Strategic-Growth-and-Advancements-in-Accelerating-the-Green-Hydrogen-Economy/default.aspx>. Acesso em: 7 mar. 2024.

PORTO DO AÇU. *Sobre o Porto do Açu*. 2024a. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/o-porto/>. Acesso em: 1 fev. 2024.

PORTO DO AÇU. *Projetos Renováveis*. 2024b. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/projetos-renovaveis/>. Acesso em: 1 fev. 2024.

PORTOS RS. *Portos RS participa da divulgação dos resultados do estudo que constatou as potencialidades do RS para o mercado do hidrogênio verde*. 2023a. Disponível em: https://www.portosrs.com.br/site/imprensa_e_midia/noticia/1596. Acesso em: 2 fev. 2024.

PORTOS RS. *Portos RS participa de ato de lançamento do programa de desenvolvimento do hidrogênio verde*. 2023b. Disponível em: https://www.portosrs.com.br/site/imprensa_e_midia/noticia/1761. Acesso em: 2 fev. 2024.

PRATSCHNER, S. et al. *Techno-economic assessment of a power-to-green methanol plant*. Journal of CO2 Utilization, v. 73, p. 102563, 2023.

PWC. *Tapping into the power of blended finance*. PwC Indonesia, 2024. Disponível em: <https://www.pwc.com/id/en/pwc-publications/industries-publications/energy--utilities---mining-publications/tapping-into-the-power-of-blended-finance.html>. Acesso em: 19 jul. 2024.

RENEWABLES NOW. *ABB wins electrical engineering job for 1-GW green hydrogen site*. 2023. Disponível em: <https://renewablesnow.com/news/abb-wins-electrical-engineering-job-for-1-gw-green-hydrogen-site-836491/>. Acesso em: 5 mar. 2024.

ROTTERDAM PARTNERS. *Green Ports Partnership program Brazil*. 2023.

ROUWENHORST, K.; CASTELLANOS, G.; BOSHELL, F.; ROESCH, R.; GIELEN, D.; BROWN, T. *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Ammonia Energy Association (AEA), 2022.

RUDDY, G. *Petrobras estuda substituir o hidrogênio fóssil por renováveis nas refinarias*. Agência epbr, 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-estuda-substituir-hidrogenio-fossil-por-renovavel-nas-refinarias/>. Acesso em: 11 jun. 2024.

S&P GLOBAL. *New Ambitions and Challenges*. 2024. Disponível em: <https://www.spglobal.com/en/research-insights/special-reports/look-forward/hydrogen-new-ambitions-and-challenges>. Acesso em: 22 jul. 2024.

SAE – SECRETARIA ESPECIAL DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS. *Produção nacional de fertilizantes: estudo estratégico*, 2021.

SCHELLING, K. *Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade*. BloombergNEF, 2023. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/>.

SCHORN, F.; BREUER, J.L.; SAMSUN, R.C.; SCHNORBUS, T.; HEUSER, B.; PETERS, R.; STOLTEN, D. *Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations*. Advances in Applied Energy, v. 3, p. 100050, 2021.

SEMA RS – SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE E INFRAESTRUTURA DO RIO GRANDE DO SUL. *RS e Holanda firmam parceria para fomentar mercado de hidrogênio verde nos portos gaúchos*. 2023. Disponível em: <https://www.estado.rs.gov.br/rs-e-holanda-firmam-parceria-para-fomentar-mercado-de-hidrogenio-verde-nos-portos-gauchos>. Acesso em: 2 fev. 2024.

SENADO FEDERAL. *Projeto de Lei nº 5816, de 2023*. 2023. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/161378>. Acesso em: 1 fev. 2024.

SIEMENS ENERGY. *Hydrogen and power-to-x solutions: versatile and scalable technology to make difference in the energy transition*. 2023. Disponível em: https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/03b60af1-899b-4c1d-ab9c-b0f100bcca9d/Brochure-Electrolyzer_Hydrogen-and-Power-to-X-solutions_16_9-pdf_Original%20file.pdf. Acesso em: 7 mar. 2024.

SIEVERNICH, J.; FOKER, S. *Financial instruments for a green hydrogen transition: Which public and private innovative finance mechanisms are needed for the GH2 transition?* Industrial Analytics Platform (IAP), 2023. Disponível em: <https://iap.unido.org/articles/financial-instruments-green-hydrogen-transition>. Acesso em: 2 abr. 2024.

SILVA, E. *Rafael Fonteles assina acordo de cooperação internacional na Estônia*. Governo do Piauí, 2023. Disponível em: <https://antigo.pi.gov.br/noticias/rafael-fonteles-assina-acordo-de-cooperacao-internacional-na-estonia/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

SILVA, W. *UFRN participa de inauguração do Laboratório de Combustíveis Avançados*, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2023. Disponível em: <https://www.ufrn.br/imprensa/noticias/74222/ufrn-participa-de-inauguracao-do-laboratorio-de-combustiveis-avancados>. Acesso em: 21 out. 2023.

SISCOMEX – SISTEMA DE COMÉRCIO EXTERIOR. *Zonas de Processamento de Exportação – ZPE*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/siscomex/pt-br/servicos/aprendendo-a-exportar/conhecendo-temas-importantes-1/zonas-de-processamento-de-exportacao-zpe-1>. Acesso em: 5 mar. 2024.

SNIC – SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO. *Relatório Anual – 2022*. Sindicato nacional da indústria do cimento (SNIC), 2023.

SNIC. *Roadmap tecnológico do cimento: Potencial de redução das emissões de carbono da indústria do cimento brasileira até 2050*. 2019.

SOLLAI, S. et al. *Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment*. Journal of CO₂ Utilization, v. 68, p. 102345, 2023.

SOLIS-JACOME, A. et al. *Methanol production from residual streams of natural gas sweetening for achieving the sustainable development goals*. Chemical Engineering & Processing: Process Intensification, v. 199, p. 109746, 2024.

SOUTO, P. *Aneel inicia análise de R\$ 2,7 bilhões em projetos de hidrogênio do PD&I*. 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/inovacao/aneel-inicia-analise-de-r-27-bilhoes-em-projetos-de-hidrogenio-do-pdi/>. Acesso em: 25 jul. 2024.

STAFELL, I.; SCAMMAN, D.; ABAD, A. V.; BALCOMBE, P.; DODDS, P. E.; EKINS, P.; SHAH, N.; WARD, K. R. *The Role of Hydrogen and Fuel Cells in the Global Energy System*. Energy and Environmental Science, v. 12, n. 2, p. 463–91, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

STATISTA. *Production of methanol worldwide from 2017 to 2022*. 2024. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1323406/methanol-production-worldwide/>. Acesso em: 17 jun. 2024.

STATISTA. *Revenue generated by the European Union Emission Trading System (EU-ETS) from 2008 to 2022*. 2023. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1326984/european-union-ets-revenue/>.

SUAPE. *Suaape vai acelerar produção de H₂BC com apoio do governo inglês*. 2023. Disponível em: <https://www.suaape.pe.gov.br/pt/noticias/1753-suaape-vai-acelerar-producao-de-hidrogenio-verde-com-apoio-do-governo-ingles>. Acesso em: 18 mar. 2024.

SUAPE, 2023b. *Suaape tem saldo positivo no primeiro semestre e alinha crescimento com sustentabilidade e transformação digital*. Disponível em: <https://www.suaape.pe.gov.br/pt/noticias/1790-suaape-tem-saldo-positivo-no-primeiro-semester-e-alinha-crescimento-com-sustentabilidade-e-transformacao-digital>. Acesso em: 2 fev. 2024.

SUAPE. *O que é Suape*. Disponível em: <https://www.suape.pe.gov.br/pt/institucional/o-que-e-suape>. Acesso em: 22 jan. 2024.

SUNFIRE. *Green steel production with hydrogen: Salzgitter AG and Sunfire continue lighthouse project*. 2023a. Disponível em: <https://www.sunfire.de/en/news/detail/green-steel-production-with-hydrogen-salzgitter-ag-and-sunfire-continue-lighthouse-project>. Acesso em: 7 mar. 2024.

SUNFIRE. *Sunfire starts the construction of its Research and Development Center, Dresden, Alemanha*. 2023b. Disponível em: <https://www.sunfire.de/en/news/detail/sunfire-starts-the-construction-of-its-research-and-development-center>. Acesso em: 7 mar. 2024.

SUNFIRE. *New initiative positions dresden as an innovative location for green hydrogen technologies, Dresden, Alemanha*. 2024. Disponível em: <https://www.sunfire.de/en/news/detail/hydrodresden-aims-to-position-dresden-internationally-as-an-innovative-location-for-green-hydrogen-technologies>. Acesso em: 7 mar. 2024.

TEIXEIRA, C. A. N. et al. *Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa*. BNDES, 2022.

THE WORLD BANK AND CLIMATE INVESTMENT FUNDS. *Financing Renewable Energy: Options for Developing Financing Instruments Using Public Funds*. 2015. Disponível em: <https://www.cif.org/knowledge-documents/financing-renewable-energy-options-developing-financing-instruments-using>.

THE WORLD BANK. *Blended finance can catalyze renewable energy investments in low-income countries*. The World Bank, 2022.

THYSSENKRUPP. *Thyssenkrupp Nucera supplies the electrolyzers for H2 Green Steel to build one of the largest integrated green steel plants in Europe*. 2023a. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/thyssenkrupp-nucera-supplies-the-electrolyzers-for-h2-green-steel-to-build-one-of-the-largest-integrated-green-steel-plants-in-europe-224050>. Acesso em: 7 mar. 2024.

THYSSENKRUPP. *Unigel e Thyssenkrupp Nucera assinam Memorando de Entendimento para aumentar a capacidade de produção de planta de hidrogênio verde*. 2023b. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp-brazil.com/noticias/press-releases/press-detail/unigel-e-thyssenkrupp-nucera-assinam-memorando-de-entendimento-para-aumentar-a-capacidade-de-producao-de-planta-de-hidrogenio-verde-175708>. Acesso em: 7 mar. 2024.

TOTALENERGIES. *Decarbonization of European Refineries: A first agreement signed between TotalEnergies and Air Products for the delivery of Green Hydrogen*. 2024. Disponível em: <https://totalenergies.com/news/press-releases/decarbonization-european-refineries-first-agreement-signed-between>. Acesso em: 23 jul. 2024.

TOYOTA. *Toyota, Kenworth Prove Fuel Cell Electric Truck Capabilities with Successful Completion of Truck Operations for ZANZEFF*. 2022. Disponível em: <https://pressroom.toyota.com/toyota-kenworth-prove-fuel-cell-electric-truck-capabilities-with-successful-completion-of-truck-operations-for-zanzeff-project/>. Acesso em: 11 jun. 2024.

TUPINAMBÁ, S. V.; ARAÚJO, J. C. H. *As características da normativa estadual do Ceará para produção de hidrogênio verde*. Agência epbr, 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/as-caracteristicas-da-normativa-estadual-para-producao-de-hidrogenio-verde-do-estado-do-ceara-e-as-diferentes-perspectivas-que-a-impulsionaram/>. Acesso em: 29 jan. 2024.

UFC – UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. *Laboratório de Hidrogênio e Máquinas Térmicas*, 2023. Disponível em: <https://www.ufc.br/noticias/18011-laboratorio-de-hidrogenio-e-maquinas-termicas-e-inaugurado-pela-ufc-em-solenidade-nesta-sexta-feira-28>. Acesso em: 21 out. 2023.

UK GOVERNMENT. *Joint statement of intent between Brazil and the United Kingdom to co-chair a Brazil-UK Hydrogen Hub*. 2023. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-hub-brazil-uk-joint-statement-of-intent/joint-statement-of-intent-between-brazil-and-the-united-kingdom-to-co-chair-a-brazil-uk-hydrogen-hub>. Acesso em: 18 mar. 2024.

UNCTAD. *World Investment Report 2023: Investing in sustainable energy for all*. United Nations, 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/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

US EMBASSY & CONSULATES. *The United States and Brazil strengthen bilateral clean energy cooperation, Índia*. 2023. Disponível em: <https://br.usembassy.gov/the-united-states-and-brazil-strengthen-bilateral-clean-energy-cooperation/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

USMAN, M. R. *Hydrogen storage methods: review and current status*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 167, p. 112743, 2022.

UTIS. *Tecnologia inovadora visa descarbonização por hidrogênio verde na siderurgia*. 2022. Disponível em: <https://www.utis.pt/pt-pt/tecnologia-inovadora-visa-descarbonizacao-por-hidrogenio-verde-na-siderurgia/>. Acesso em: 7 jun. 2024.

VALE. *Vale inicia teste com carga da primeira planta de briquete de minério de ferro em Vitória*. 2023. Disponível em: <https://saladeimprensa.vale.com/pt/w/vale-inicia-testes-com-carga-da-primeira-planta-de-briquete-de-minerio-de-ferro-em-vitoria>. Acesso em: 16 jun. 2024.

WALMART. *Walmart Chile to create first industrial-use green hydrogen production plant in Latin America*. 2023. Disponível em: <https://corporate.walmart.com/news/2023/08/15/walmart-chile-to-create-first-industrial-use-green-hydrogen-production-plant-in-latin-america>. Acesso em: 7 mar. 2024.

WANG, B.; LI, T.; GONG, F.; OTHMAN, M.H.D.; XIAO, R. *Ammonia as a green energy carrier: Electrochemical synthesis and direct ammonia fuel cell – a comprehensive review*. Fuel Processing Technology, v. 235, p. 107380, 2022.

WEG. *WEG Advances in Low-Carbon Hydrogen Projects*. 2023. Disponível em: <https://www.weg.net/institutional/PL/en/news/general/weg-advances-in-low-carbon-hydrogen-projects>. Acesso em: 4 mar. 2023.

WHITE HOUSE. *Biden-Harris administration announces Regional Clean Hydrogen Hubs to drive clean manufacturing and jobs*. Washington, 2023. Disponível em: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2023/10/13/biden-harris-administration-announces-regional-clean-hydrogen-hubs-to-drive-clean-manufacturing-and-jobs/>. Acesso em: 16 out. 2023.

WITS – WORLD INTEGRATED TRADE SOLUTION. *European Union anhydrous ammonia imports by country in 2023*. 2023. Disponível em: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/EUN/year/2023/tradeflow/Imports/partner/ALL/product/281410#>. Acesso em: 17 jun. 2024.

WORLD BANK GROUP. *World Bank Group Announces International Low-Carbon Hydrogen Partnership*. 2022. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/11/15/hydrogen-for-development-partnership-h4d-launch>. Acesso em: 18 mar. 2024.

YANG, M. et al. *A review of hydrogen storage and transport technologies*. Clean Energy, v. 7, p. 190-216, 2023.

YARA. *Produção de fertilizantes e o hidrogênio*. Yara Brasil, 2023. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/57a-legislatura/transicao-energetica-e-producao-de-hidrogenio-verde/apresentacoes-em-eventos/2023.09.05DANIELHUBNERVicePresidenteSeniordeSoluesIndustriaisdaYaraBrasil.pdf>. Acesso em: 18 mar. 2024.

YONDER. *Ador Group announces foray into the green hydrogen ecosystem with its new brand, Yonder – DC Power Sources for Hydrogen Electrolysers*. 2024. Disponível em: <https://yonderh2.com/ador-group-announces-foray-into-the-green-hydrogen-ecosystem-with-its-new-brand-yonder-dc-power-sources-for-hydrogen-electrolysers/>. Acesso em: 4 mar. 2024.

ZPE CEARÁ. *Área Industrial*. 2024. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/area-industrial/>. Acesso em: 22 jan. 2024.

ZPE CEARÁ. *Benefícios*. 2024d. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/beneficios/>. Acesso em: 5 mar. 2024.

ZPE CEARÁ. *Empresas instaladas*. 2024a. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/empresas-instaladas>.

ZPE CEARÁ. *Hub de H2V do Complexo do Pecém: Fortescue apresenta seu primeiro Estudo de Impacto Ambiental*. 2023. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/hub-de-h2v-do-complexo-do-pecem-fortescue-apresenta-seu-primeiro-estudo-de-impacto-ambiental/>. Acesso em: 2 jan. 2024.

ZPE CEARÁ. *Hub de hidrogênio verde do complexo do Pecém*. 2024a. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/hubh2v/>. Acesso em: 22 jan. 2024.

ZPE CEARÁ. *Informações*. 2024c. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/informacoes>. Acesso em: 22 jan. 2024.

Outros Fundos e Programas de Financiamento da Europa

Programa	Foco	Critérios	Detalhes de Financiamento
<i>Connecting Europe Facility – Energy</i> (CEF-E)	Implementação da Regulamentação TEN-E para a infraestrutura energética da UE.	A revisão da TEN-E propõe incluir hidrogênio, eletrólise e redes de gás inteligentes como novas categorias de PICS.	Orçamento total de € 5,84 bilhões. Taxa máxima de cofinanciamento de 50% dos gastos de capital do projeto (CAPEX). Financiamento concedido por subsídios, aquisições e instrumentos financeiros.
<i>Connecting Europe Facility – Transport</i> (CEF-T)	Apoio a projetos para melhorar a infraestrutura de transporte em toda a UE, abrangendo diversos modais.	Avaliação baseada em maturidade, qualidade, impacto, prioridade, urgência e efeito da assistência da UE. Implementação em cooperação com parceiros como BEI e bancos nacionais.	AFIF tem orçamento de € 1,575 bilhão (2021-2023). Projetos de hidrogênio têm cofinanciamento fixo de 30% do orçamento geral e 50% do orçamento de coesão. Suporte de subsídio como reembolso dos custos.
<i>European Regional Development, Cohesion Fund</i> (REACT-EU)	Pacote de estímulo econômico com <i>European Regional Development Fund</i> (ERDF) e <i>Cohesion Fund</i> (CF).	Redução de disparidades regionais (ERDF), investimentos ambientais e de transporte (CF). Financiamento para hidrogênio alinhado a metas nacionais e regionais para alcançar uma economia neutra em carbono.	Investimento total de € 234 bilhões nas regiões da UE, principalmente do ERDF. Financiamento via subsídios, aquisições e instrumentos financeiros.

Programa	Foco	Crítérios	Detalhes de Financiamento
<i>Innovation Fund</i>	Objetivo de apoiar demonstrações comerciais para descarbonizar a Europa e alcançar a neutralidade climática, compartilhando riscos com projetos altamente inovadores.	Disponível para projetos de grande e pequena escala, com despesas de capital acima ou abaixo de € 7,5 milhões, respectivamente. Os projetos devem ser maduros em termos de planejamento, modelo de negócio e estrutura financeira.	Financiamento baseado apenas no CAPEX para projetos de pequena escala. Fundo de até € 20 bilhões, dependendo do preço do carbono, financiado por ETS e NER300. Apoio financeiro em pagamentos fixos, condicionados à redução das emissões de GEE.
<i>InvestEU</i>	Concentra-se em infraestrutura sustentável, pesquisa, inovação, digitalização, PMES e investimentos sociais em toda a UE.	Atende a projetos viáveis, públicos ou privados, abordando falhas de mercado ou lacunas de investimento. Oferece suporte financeiro adaptado ao perfil e estágio do projeto, desde inovação até investimentos de capital.	Busca mobilizar mais de € 372 bilhões com garantia orçamentária da UE de € 26,2 bilhões, sendo gerenciado pelo BEI como principal parceiro financeiro, responsável por 75% da garantia. Financiamento disponível como subsídios e empréstimos.
<i>Just Transition Fund (JTF)</i>	Pilar essencial do Mecanismo de Transição Justa, integrado ao Pacto Verde Europeu, visando criar uma economia neutra em carbono na Europa até 2050.	Os países da UE devem preparar Planos Territoriais de Transição Justa (TJTPs) para regiões mais impactadas pela transição. O JTF fornece apoio direcionado a essas áreas e é cogerido por entidades como BEI e CINEA.	Financiamento na forma de subsídios, aquisições e instrumentos financeiros. Taxa de financiamento da UE varia de 50% a 85%, dependendo do desenvolvimento da região. Orçamento de € 19,2 bilhões do MFF e do Next Generation EU. Pagamentos de subsídios feitos em blocos, reembolsando custos efetivos dos beneficiários.

Programa	Foco	Crêterios	Detalhes de Financiamento
<i>LIFE Programme</i>	Divide-se em quatro subprogramas, sendo o subprograma Transição para Energia Limpa relevante para projetos relacionados ao hidrogênio.	Os tipos de projetos de hidrogênio elegíveis incluem Projetos de a��o padrão, projetos integrados estratégicos, projetos de assistência técnica, entre outros.	Orçamento total de � 5,43 bilhões. Financiamento específico para ações relacionadas ao hidrogênio, com � 947 milhões para mitigação e adaptação às mudanças climáticas e � 997 milhões para a transição para energia limpa. Concessão de subsídios em forma de pagamento único.
<i>Modernisation Fund</i>	Financiamento dedicado à transição para a neutralidade climática em 10 países de menor renda na UE. Apoio a projetos em conformidade com os requisitos do <i>Modernisation Fund</i> e regras da UE.	Decisões de financiamento baseadas em avaliações do BEI e do Comitê de Investimentos. Financia investimentos prioritários relacionados � Diretiva do ETS da UE e não prioritários que reduzam as emiss�es de GEE.	Receitas de mais de � 25 bilh�es, provenientes do Sistema de Comércio de Emiss�es da UE. Liberdade para escolher a forma de apoio, através de subsídios, pr�mios, instrumentos de garantia, empréstimos ou inje��es de capital.
<i>Recovery and Resilience Facility (RRF)</i>	Iniciativa para mitigar o impacto econômico e social da COVID-19, promovendo a sustentabilidade e resiliência nas economias europeias.	Mínimo de 37% dos fundos alocados para a transição verde. As ações de hidrogênio incluem projetos de demonstração, produção de H ₂ V, redes de distribuição e aplicações em setores finais.	Até � 337,97 bilhões em subsídios e � 385,85 bilhões em empréstimos disponíveis. Pagamentos baseados no desempenho e no alcance de metas definidas nos planos nacionais.

Fonte: UE (2023b).