

A Economia do Hidrogênio

Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil

Nivalde de Castro | Sergio Leal Braga | Florian Pradelle
Ana Carolina Chaves | Caroline Chantre

organizadores



ENERGY ASSETS
DO BRASIL

GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ


PUC
RIO

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
Programa de Pesquisa e
Desenvolvimento

A Economia do Hidrogênio

Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil

Rio de Janeiro, 2023



A Economia do Hidrogênio

Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil

Nivalde de Castro | Sergio Leal Braga | Florian Pradelle
Ana Carolina Chaves | Caroline Chantre
organizadores



©ENERGY ASSETS DO BRASIL, GESEL/UFRJ e PUC-Rio, 2023.

Todos os direitos reservados a ENERGY ASSETS DO BRASIL, GESEL/UFRJ e PUC-Rio.

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 978-65-87065-57-1

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

Capa
ajijchan/ISTockPhoto

Diagramação
Ana Claudia Ribeiro

Revisão
Nancy Soares

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

E22

A economia do hidrogênio : transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil /organização Nivalde de Castro ... [et al.]. - 1. ed. - Rio de Janeiro : E-papers, 2023.

336 p. ; 23 cm.

Inclui bibliografia
ISBN 978-65-87065-57-1

1. Hidrogênio como combustível - Aspectos ambientais. 2. Hidrogênio como combustível - Aspectos econômicos. I. Castro, Nivalde de.

23-83170

CDD: 333.794
CDU: 662.796.2



Meri Gleice Rodrigues de Souza - Bibliotecária - CRB-7/6439

- 7 Prefácio**
Mauricio Moszkowicz | Nivalde de Castro | Eduardo T. Serra | Sergio Leal Braga
- 11 Apresentação**
Florian Pradelle | Ana Carolina Chaves | Caroline Chantre
- 13 CAPÍTULO 1**
Introdução
Caroline Chantre | Eduardo T. Serra | Ana Carolina Chaves | Florian Pradelle
- 21 CAPÍTULO 2**
Rotas tecnológicas: considerações técnicas, econômicas e ambientais
Eduardo T. Serra | Rodrigo Campello | Ana Carolina Chaves | Caroline Chantre
Florian Pradelle | Renata Nohra | Sergio Leal Braga | João Azevedo
- 57 CAPÍTULO 3**
Modelos regulatórios e financiamento
Adely Branquinho | Sayonara Eliziário | Caroline Chantre
Florian Pradelle | Ana Carolina Chaves
- 93 CAPÍTULO 4**
Experiência Internacional
Sayonara Eliziário | Vinícius Botelho | Allyson Thomas
Ana Carolina Chaves | Caroline Chantre | Eduardo T. Serra | Florian Pradelle
José Vinícius | Kalyne Brito | Luana Bezerra | Adely Branquinho
- 159 CAPÍTULO 5**
Experiência nacional
Caroline Chantre | Adely Branquinho | Allyson Thomas | Ana Carolina Chaves
Eduardo T. Serra | Florian Pradelle | João Azevedo | José Vinícius
Kalyne Brito | Luana Bezerra | Mauricio Moszkowicz | Renata Nohra
Rodrigo Campello | Sergio Leal Braga | Vinícius Botelho | Sayonara Eliziário

225 **CAPÍTULO 6**

Avaliação georreferenciada do potencial de produção de hidrogênio

João Azevedo | Rodrigo Campello | Adely Branquinho | Allyson Thomas
Ana Carolina Chaves | Caroline Chantre | Eduardo T. Serra
Florian Pradelle | José Vinícius | Luana Bezerra | Mauricio Moszkowicz
Renata Nohra | Sayonara Eliziário | Sergio Leal Braga | Vinícius Botelho

271 **CAPÍTULO 7**

Considerações finais

Adely Branquinho | Eduardo T. Serra | Ana Carolina Chaves
Caroline Chantre | Mauricio Moszkowicz | Nivalde de Castro
Sayonara Eliziário | Sergio Leal Braga | Florian Pradelle

281 Referências Bibliográficas

306 APÊNDICE 1

Emissões referentes a diferentes tipos de tecnologia envolvendo combustão e aplicações para o transporte

308 APÊNDICE 2

Emissões referentes a diferentes tipos de tecnologia envolvendo *powertrain* elétrico e aplicações

309 APÊNDICE 3

Lista de Associações

312 APÊNDICE 4

Lista de Centros de Pesquisa

313 APÊNDICE 5

Lista de Empresas

317 APÊNDICE 6

Lista de Entidades Governamentais

319 APÊNDICE 7

Lista de Universidades

325 Lista de Abreviaturas

333 Sobre os autores

*Mauricio Moszkowicz
Nivalde de Castro
Eduardo T. Serra
Sergio Leal Braga*

O hidrogênio renovável é um elemento fundamental, na visão da Comissão Europeia, para alcançar emissões líquidas de carbono zero até 2050. Além de ser um foco crescente de atenção para os gigantes industriais do continente.

Há cerca de um século, o famoso geneticista e matemático britânico J. B. S. Haldane previu uma era pós-combustível fóssil impulsionada por “grandes usinas de energia” bombeando hidrogênio. A visão tornou-se um fascínio no início deste século. Em 2002, o livro do futurista Jeremy Rifkin, *The Hydrogen Economy*, profetizou que o gás catalisaria uma nova revolução industrial. A energia solar e a eólica dividiriam um recurso ilimitado – água – para criar hidrogênio para eletricidade, aquecimento e energia industrial, com oxigênio como subproduto.

O progresso não correspondeu à expectativa. Os veículos movidos a bateria, além de menos caros, estão melhorando rapidamente e roubando os holofotes do “carro verde”. A pesquisa não parou e alguns obstáculos estão sendo gradualmente eliminados. Como a Agência Internacional de Energia (IEA) observou em um relatório recente, “o hidrogênio está atualmente desfrutando de um impulso técnico, político e comercial sem precedentes, apoiando-se em políticas públicas e projetos de demonstração em todo o mundo”.

Dessa vez, é o impulso para descarbonizar que está impulsionando o interesse no hidrogênio. “Todos estão pensando muito seriamente sobre a descarbonização profunda”, diz o líder do grupo de modelagem de sistemas de energia no Instituto de Tecnologia Karlsruhe da Alemanha. Cidades, estados e nações estão traçando caminhos para alcançar a meta de emissões de carbono quase nulas até 2050.

A produção de hidrogênio tradicional, denominado de “cinza”, através da reforma do metano, libera mais de 800 milhões de toneladas métricas de dióxido de carbono por ano em todo o mundo – tanto quanto as emissões

totais do Reino Unido e da Indonésia juntas, de acordo com a Agência Internacional de Energia. Substituir o hidrogênio cinza por hidrogênio de baixo carbono poderá reduzir a pegada de carbono.

Adicionalmente, se a indústria, em diversos processos produtivos, e o transporte pesado adotarem o hidrogênio renovável, redes regionais de hidrogênio poderão distribuí-lo e utilizá-lo na produção de energia elétrica após conversão em células a combustível ou turbinas.

Embora a produção de hidrogênio renovável atual seja insuficiente, a Europa conta com o hidrogênio para descarbonizar seus sistemas de energia. Os estados-membros estão estabelecendo inúmeros programas e seus objetivos.

O crescente interesse da Europa pelo hidrogênio renovável não é único. O Japão está planejando uma mudança para uma “sociedade do hidrogênio” que foi incorporada à política energética oficial desde 2014. Cumprir um dos primeiros objetivos do Japão seria demonstrar uma tecnologia para importar hidrogênio de forma eficiente.

Nos Estados Unidos, há sinais de renovado interesse pelo hidrogênio. O governo federal está mais uma vez estabelecendo metas para tecnologias de hidrogênio, algumas empresas de energia estão investindo e alguns estados estão oferecendo suporte.

O custo de produção de hidrogênio de baixo carbono pode ser o maior desafio para o futuro do hidrogênio renovável. Para começar a substituir o hidrogênio cinza na indústria, o custo de produção de hidrogênio renovável precisa cair de cerca de US\$ 6/kg ou mais para US\$ 2/kg ou menos. Vários estudos indicam que isso pode acontecer até 2030, se os custos dos equipamentos de produção (eletrolisadores) continuarem caindo, como nos últimos anos.

Todo esse contexto abre espaço para a criação de uma nova *commodity* de exportação para alguns países com setor elétrico estruturalmente desenvolvido, que utilizam de forma intensiva energias renováveis em sua matriz. Esse é o caso do Brasil, que detém elevados potenciais de produção de energia renovável (solar, eólica e biomassa), com excelentes fatores de capacidade, uma robusta estrutura de transmissão de energia e uma logística de transporte com diversos portos e retroportos.

Observa-se que a complexidade da abrangência da nova economia do hidrogênio de baixo carbono engloba várias agências reguladoras e formuladores de políticas, o que exigirá uma grande cooperação entre entidades existentes.

Este livro reporta uma visão formulada por um grupo de pesquisadores do GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico) e da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) da importância de se construir um robusto arcabouço de conhecimento no tema de hidrogênio, aprofundando levantamentos do estado da arte técnico, econômico, regulatório e de políticas públicas aos níveis internacional e nacional, bem como iniciar a construção de uma plataforma integrada de avaliação de projetos de geração e uso do hidrogênio de baixo carbono.

A plataforma integrada de simulação de produção de hidrogênio permite avaliar diversas alternativas de produção, transporte, armazenamento e uso de hidrogênio, segundo três pilares analíticos: técnico, ambiental e econômico. Em sua versão atual a plataforma produz uma série de indicadores de sustentabilidade e sensibilidade, considerando diversos arranjos produtivos, custos e emissões que permitem tomadas de decisões. A plataforma é um elemento vivo que se alimenta de avanços tecnológicos, evolução de custos, novos modelos de negócios, novos arranjos logísticos e políticas públicas. Dessa forma, um dos maiores desafios inerentes a esse desenvolvimento é a busca de estímulos e parcerias que permitam manter e evoluir os resultados já alcançados no projeto de P&D “Desenvolvimento de plataforma de análise técnica, econômica e ambiental da viabilidade da produção, armazenamento, transporte e uso final de hidrogênio (H₂)”, desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e financiado pela empresa Energy Assets do Brasil Ltda.

A equipe do projeto deseja que este livro possa contribuir para motivar pesquisadores, empreendedores, formuladores de políticas e de diretrizes de planejamento, reguladores, empresas de financiamento, indústrias e reguladores a empreenderem esforços no desenvolvimento da economia de hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

*Florian Pradelle
Ana Carolina Chaves
Caroline Chantre*

Este livro integra o projeto “Desenvolvimento de plataforma de análise técnica, econômica e ambiental da viabilidade da produção, armazenamento, transporte e uso final de hidrogênio (H₂)”, desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e financiado pela empresa Energy Assets do Brasil Ltda. (referência: APLPED00498_PROJETOPED_2001_S01-2020).

O projeto, desenvolvido entre agosto de 2020 e abril de 2023, foi executado em parceria pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e o Centro de Desenvolvimento em Energia e Veículos (CDEV) da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), tendo como principal objetivo aprofundar os conhecimentos científicos sobre o tema e desenvolver uma ferramenta analítica que possibilite a análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da produção, armazenamento, transporte e uso final do hidrogênio verde no cenário nacional. Dessa forma, espera-se que a plataforma seja capaz de oferecer suporte ao desenvolvimento de uma economia de hidrogênio no Brasil, seja para uso doméstico, seja para exportação.

Os objetivos específicos do projeto podem ser divididos em duas metas: (i) identificar as principais oportunidades e nichos de inserção do H₂ e derivados no Brasil; e, (ii) desenvolver uma plataforma de análise que permita simular diferentes cenários de inserção do H₂. Para atingir esses objetivos, a equipe multidisciplinar realizou uma ampla e aprofundada revisão da literatura no primeiro ano de projeto, permitindo retratar o estado da arte para levantar os dados necessários à elaboração da ferramenta analítica.

Os resultados da pesquisa estão consolidados neste livro, cujos capítulos, apresentados a seguir, estão encadeados conforme as etapas do projeto.

O Capítulo 1 permite contextualizar o cenário atual da economia do hidrogênio dentro da conjectura de diversificação das matrizes energéticas,

visando sua descarbonização e uma maior eficiência, no objetivo de reduzir os impactos ambientais.

O Capítulo 2 apresenta brevemente as rotas tecnológicas de produção, armazenamento, transporte, distribuição e uso de hidrogênio por meio de considerações técnicas, econômicas e ambientais. Uma atenção particular é dada ao promissor hidrogênio verde.

O Capítulo 3 descreve os modelos regulatórios, de políticas públicas e de governança pública que alavanquem a economia do hidrogênio, em particular no que trata da produção de hidrogênio verde e o de baixo carbono (azul), identificados no mundo inteiro.

O Capítulo 4 retrata a experiência de alguns países ou regiões do mundo, que merecem destaque pela maior maturidade sobre o tema ou pelo impacto no cenário internacional como *player* dessa *commodity*. A discussão abrange o histórico de desenvolvimento de uma economia do hidrogênio, o seu papel na economia e as políticas, modelos econômicos e de mercado adotados.

O Capítulo 5 aponta as características únicas do cenário brasileiro, investigando os principais atores, experiência em estruturação de apoio financeiro e condições para incentivar a implantação de projetos de novas tecnologias, com geração de externalidades positivas para a cadeia produtiva, como um todo, oportunidades e desafios e nichos de inserção do hidrogênio, na luz das iniciativas passadas, presentes e futuras de desenvolvimento da economia do hidrogênio.

O Capítulo 6 foca nas ferramentas de avaliação georreferenciada disponíveis na literatura científica internacional que são disponíveis para avaliar o potencial de geração de hidrogênio. Nessa seção, é também apresentada sucintamente a estrutura da plataforma de análise e uma análise de sensibilidade aponta os fatores-chaves para o sucesso do setor em termo de eficiência energética, viabilidade econômica e redução dos impactos ambientais no cenário nacional.

Por fim, as considerações finais oferecem aos leitores, simples curiosos ou tomadores de decisão, pistas de reflexão para o fortalecimento da economia do hidrogênio no curto, médio e longo prazo, realçando a grande velocidade que as questões geopolíticas, além das ambientais, impõem ao desenvolvimento e à implantação dessa nova tecnologia.

*Caroline Chantre
Eduardo T. Serra
Ana Carolina Chaves
Florian Pradelle*

O emprego do hidrogênio (H_2) como vetor energético não constitui uma ideia nova. Sua primeira aparição data de 1671, quando Robert Boyle descreveu a experiência “*New Experiments Touching the Relation Betwixt Flame and Air*”, na qual obteve um gás inflamável, resultante da dissolução do ferro em ácidos diluídos. Coube a Henry Cavendish, quase um século depois, em 1776, coletar esse gás e descrever a Real Sociedade de Londres a experiência na qual dois gases, por ele denominados como “ar inflamável” e “ar sustentador da vida”, se combinavam com o auxílio de uma centelha elétrica e produziam água. A denominação dos gases utilizados (hidrogênio e oxigênio) foi atribuída por Antoine Lavoisier, em 1785, ao reproduzir a experiência de Cavendish (HOFFMANN, 2012).

O primeiro gerador de H_2 foi construído em 1794, nos arredores de Paris, com o intuito de ser utilizado em balões de reconhecimento. A primeira produção de H_2 por eletrólise da água ocorreu em 1800 por Nicholson e Carlisle e sua liquefação foi obtida por James Dewar em 1889 (DAWOOD; ANDA; SHAFIULLAH, 2020). Alguns anos antes, Robert Grove construiu a primeira célula a combustível, precursora daquelas que serão neste século XXI o principal dispositivo de reconversão do H_2 em energia elétrica. O emprego do H_2 em balões foi concebido por Ferdinand von Zeppelin em 1900 e largamente utilizado entre 1920 e 1930.

Uma das primeiras referências ao possível uso energético do H_2 foi feita por J. B. S. Haldane, em 1923, em uma palestra na Universidade de Cambridge, na qual defendeu o potencial do H_2 como combustível do futuro, antevendo inclusive o emprego de fontes renováveis para a sua produção (HALDANE, 1923). Quase um século após essa palestra, é possível constatar o uso industrial do H_2 em diversos segmentos (fertilizantes, petroquímica, siderúrgica, alimentos, eletrônica, geração de energia) e seu potencial de proporcionar,

no curto prazo, a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) na geração de energia elétrica, modernização de diversos segmentos industriais, a transformação do transporte, a produção de combustíveis sintéticos e, até mesmo, a capacidade de exportar recursos energéticos renováveis.

Historicamente, os combustíveis fósseis, caracterizados como recursos finitos, distribuídos geograficamente de forma heterogênea, cuja aplicação em larga escala envolve significativos impactos ambientais, como a emissão de dióxido de carbono (CO₂) e de GEE na atmosfera e o aumento da poluição urbana, consolidaram-se como a principal fonte dos sistemas energéticos mundiais. No entanto, observa-se, recentemente, o avanço de um conjunto de mudanças de caráter técnico, econômico e ambiental em escala global. Esse quadro de transformações, que inclui a própria expansão das energias renováveis de caráter intermitente, notadamente energia solar e eólica, impõe a existência de outros tipos de energia para atender aos requisitos de segurança energética e continuidade do suprimento de energia limpa e sustentável. Dessa forma, a transição para um sistema energético com base em fontes energéticas renováveis, fundamental para a democratização e segurança energética, pode ser definida como uma mudança estrutural de longo prazo, fundamentada pela transformação das matrizes energéticas em direção à ampliação da participação de fontes de geração de energia renováveis e substituição da oferta primária de energia baseada em fontes poluentes (IRENA, 2019a).

Nesse contexto, o Acordo de Paris, assinado em 2015, representa um marco na mitigação da mudança climática e na consolidação do desenvolvimento sustentável como objetivo das principais economias do mundo. Na 21ª Convenção das Partes (COP), 195 países acordaram acerca da manutenção do aumento da temperatura abaixo de 2°C e, preferencialmente, abaixo de 1,5°C. Para tal, são necessárias reduções significativas nas emissões de GEE, através da descarbonização dos sistemas energéticos e maior participação de fontes renováveis, ampliação da eletrificação da oferta energética, que em conjunto poderiam representar cerca de 75% da redução de emissões (IRENA, 2019a).

Dado que as emissões de GEE associadas ao setor energético correspondem a cerca de dois terços das emissões globais, estima-se que, para o alcance das metas globais de descarbonização, as emissões relacionadas à energia precisam estar 52% abaixo do nível de 2019, até 2040 (IRENA, 2019a; IEA, 2020a). Dessa maneira, a descarbonização é considerada o vetor central do processo de transição, fundamentada pelo esforço coordenado das economias em direção ao desenvolvimento sustentável.

Há, contudo, a necessidade de serem superados diversos desafios, entre os quais se destacam a variabilidade e a intermitência das fontes renováveis de energia (FRE) e o balanço entre suprimento e demanda de energia. A solução dessa equação encontra-se na utilização de um vetor energético capaz de possibilitar o desacoplamento entre a produção e o consumo de energia e o armazenamento e transporte tanto para uso como matéria-prima quanto para geração de energia. Desse modo, percebe-se que o H₂ preenche todos os requisitos para se tornar o vetor energético que permitirá a transformação do modelo energético atual para uma matriz com utilização plena das FRE. A essa transformação energética deu-se a denominação de *Economia do Hidrogênio*. A terminologia “Economia do Hidrogênio” está relacionada à capacidade do hidrogênio ser um portador de energia capaz de atuar como vetor energético, e remonta à década de 70, durante a crise do petróleo (EPE, 2021a).

Como mencionado, embora o potencial do H₂ seja reconhecido há décadas, o desenvolvimento da economia do hidrogênio enfrentou diversos desafios simultâneos em todos os componentes de sua cadeia de valor, além da necessidade de políticas públicas estratégicas que fundamentassem seu desenvolvimento (BRANDON; KURBAN, 2017). Todavia, no contexto atual, o H₂ vem assumindo centralidade nas discussões do setor energético, principalmente nos cenários de longo prazo, em função da redução de seus custos, convergência com objetivos nacionais de descarbonização e diversidade de usos (IRENA, 2020a). Cabe reproduzir alguns pontos destacados pelo Hydrogen Council e apresentados durante o encontro anual do Fórum Econômico Mundial (*World Economic Forum*, WEF), em janeiro de 2017, ressaltando que o H₂ constitui o pilar central para a transformação energética necessária para limitar o aquecimento global em 2°C. Para atingir esse cenário, conforme a matriz energética dos países, o H₂ desempenhará, em maior ou menor grau, um papel fundamental nessa transformação:

- Integrando as energias renováveis à geração de energia;
- Distribuindo a energia entre regiões;
- Aumentando a resiliência do sistema energético;
- Descarbonizando o sistema de transporte;
- Descarbonizando o uso da energia na indústria e o fornecimento de energia elétrica e calor nas edificações;
- Produzindo e proporcionando matérias-primas limpas para a indústria.

Em relação aos impactos ambientais, as metas de redução de emissões têm incentivado o desenvolvimento de pesquisas acerca da tecnologia de células a combustível, principalmente em função da alta participação do setor de transporte nas emissões de GEE (PARRA *et al.*, 2019). De maneira geral, o H₂ é um vetor energético adequado para aplicações remotas das redes elétricas, podendo servir como matéria-prima para a indústria. Já o H₂ verde (H₂V) possui como benefícios complementares o potencial de flexibilidade e armazenamento adicionais do sistema, facilitando a integração de fontes renováveis variáveis, a redução da poluição do ar e trazendo benefícios socioeconômicos, como o crescimento econômico, a criação de empregos e a competitividade industrial (IRENA, 2020a).

Destaca-se o papel do hidrogênio como solução para a descarbonização de setores de difícil redução de emissões (*hard-to-abate*) e no acoplamento de setores, considerado fundamental para a eletrificação e descarbonização da indústria, transporte e outros segmentos da economia (PARRA *et al.*, 2019; SAZALI *et al.*, 2020). Enquanto vetor energético limpo, o H₂V oferece um conjunto de benefícios sistêmicos, ao descarbonizar simultaneamente os setores de transporte, residencial, comercial e industrial (BRANDON; KURBAN, 2017). A Tabela 1.1 apresenta as potenciais soluções a serem adotadas para promover a descarbonização dos setores econômicos, entre elas o H₂.

Tabela 1.1 - Soluções para a descarbonização da economia.

Setores	Soluções
Transporte rodoviário de carga	Eletrificação, H ₂ verde, veículo a célula a combustível (FCEV), biocombustíveis.
Aviação	Biocombustíveis, combustíveis sintéticos de H ₂ verde ou eletrificação.
Transporte marítimo	Biocombustíveis, combustíveis sintéticos de H ₂ verde ou eletrificação.
Química e petroquímica	Biomassa, H ₂ verde, economia circular.
Ferro e aço	Biomassa, H ₂ verde, economia circular e Recuperação de CO ₂ (CCS).
Alumínio	Eletrificação, economia circular.
Cimento e cal	Economia circular, CCS, energias renováveis e lixo.
Descarbonização do setor de Gás Natural (GN)	H ₂ verde, metano sintético do H ₂ verde, biogás.

Fonte: IRENA, 2019a.

Diante desse contexto, o hidrogênio desponta como um vetor energético capaz de ser armazenado, produzir eletricidade, aquecimento, participar da cadeia industrial de diversos segmentos e proporcionar neutralidade diante do cenário de aquecimento global. Nesses termos, o hidrogênio pode desempenhar a função de assegurar os requisitos de segurança energética e acelerar mudanças transformadoras em muitos outros setores, reduzindo profundamente a emissão de carbono através da substituição de combustíveis fósseis em atividades que são tradicionalmente grandes emissoras de GEE, como o transporte pesado e a indústria petroquímica. Além disso, a ampla gama de tecnologias e processos de produção do H₂ possibilita a adequação deles ao seu uso final, além de permitir que cada país explore as suas potencialidades na seleção da melhor opção técnico-econômica e ambiental para produzi-lo (IRENA, 2020a; ACAR; DINCER, 2019).

Assim, percebe-se que nos últimos anos, o hidrogênio vem conquistando grande atenção na política energética de diversos países. Em adição ao anúncio de novos projetos se tornar cada vez mais frequente, sugerindo níveis crescentes de confiança nas tecnologias de hidrogênio, uma série de ações governamentais começa a ser traçada e realizada, de forma a garantir espaço e vantagem competitiva neste potencial e promissor mercado, considerando as especificidades políticas, econômicas e ambientais de cada país. Como resultado dos benefícios associados a estas tecnologias, o desenvolvimento da economia de hidrogênio tem sido fundamentado pela elaboração de políticas nacionais, reforçadas por análises internacionais de *roadmap* tecnológico e pelos investimentos em larga escala da indústria (CHAPMAN *et al.*, 2019). Em consonância com esta tendência, estima-se que até 2025 sejam desenvolvidas estratégias nacionais de hidrogênio por diversos países, representando cerca de 80% do Produto Interno Bruto (PIB) global (WEC, 2020).

Além disso, os avanços técnicos das tecnologias de hidrogênio e o desenvolvimento de uma série de parcerias público-privadas ampliaram a compreensão do papel do H₂ como um facilitador de uma transição eficiente para um sistema de baixo carbono (BRANDON; KURBAN, 2017). Desse modo, entre os principais *drivers* para o desenvolvimento de políticas públicas e estratégias nacionais de hidrogênio estão as metas de redução de GEE, a integração de recursos energéticos renováveis e a oportunidade de crescimento econômico. Apesar das diferenças associadas aos objetivos e especificidades regionais, essas estratégias apresentam um reconhecimento compartilhado de que o H₂ é um elemento essencial e indispensável para um sistema energético descarbonizado (WEC, 2020). Portanto, percebe-se que, dessa vez, o

hidrogênio ressurge impulsionado pelo processo de descarbonização, centrado, principalmente, no setor elétrico.

Nos países onde a capacidade de produção nacional de H₂V ou de baixo carbono é limitada, emerge a possibilidade da importação de H₂ de países com condições propícias para a produção de energia renovável a baixo custo. Nesse ponto, apesar da oportunidade de crescimento econômico, existe a preocupação de que a produção de H₂V se aproprie das energias renováveis desses países, em detrimento de energias produzidas com combustíveis fósseis. Adicionalmente, chama-se atenção para o fato de que o uso do hidrogênio em grande escala demanda avaliação das condições de segurança, já que ele não pode ser detectado pelo odor e sua chama não é visível pela vista humana (ARUP, 2016).

A análise da IRENA (2019a) estima que, até 2050, o H₂ corresponda a 6% do consumo final total de energia. Já segundo as estimativas do Hydrogen Council (2017), será necessário efetuar mudanças continuadas para reduzir as emissões relacionadas ao CO₂ em 60% até 2050, mesmo considerando que globalmente haverá um aumento populacional de cerca de dois bilhões de habitantes e, também, a inclusão de uma parcela substancial de consumidores de energia e de bens nos mercados emergentes. O Conselho evidencia, assim, uma adoção do hidrogênio ainda mais acelerada, correspondendo a 18% da demanda final de energia até 2050.

Em 2020, a produção anual de hidrogênio no mundo estava estimada em cerca de 85 milhões de toneladas (600 bilhões de m³) (DAWOOD; ANDA; SHAFIULLAH, 2020) com uma taxa de crescimento da ordem de 6% ao ano e destinou-se, majoritariamente, à produção de amônia para a indústria de fertilizantes, de metanol e para as refinarias de petróleo. Em 2018, 43% da produção de hidrogênio foi destinada à produção de amônia e 52% para refinarias de petróleo, resultando em uma emissão anual de 820 Mt de CO₂ equivalente, conforme informações da Agência Internacional de Energia (IEA) (IEA, 2021d). Entretanto, estima-se que o uso intensivo do H₂, no horizonte de 2050, poderá proporcionar uma redução de seis bilhões de toneladas de CO₂ e uma movimentação econômica de US\$2,5 trilhões (Hydrogen Council, 2021).

Atualmente, 96% são gerados a partir da reforma a vapor (SR) de combustíveis fósseis, principalmente gás natural (SMR) e carvão, sem captura de CO₂ e a maioria é produzida localmente nas indústrias. Dado que os conceitos da transição para a *Economia do Hidrogênio* contemplam as preocupações a respeito do aquecimento global e das emissões de GEE, e ressaltam a necessidade de utilização de processos de produção de H₂ ambientalmente

compatíveis, que evitem o emprego de hidrocarbonetos como matéria-prima (ACAR; DINCER, 2019), a utilização da eletrólise associada ao emprego de fontes renováveis de geração de energia elétrica ganha destaque (SHIVA KUMAR; HIMABINDU, 2019). Portanto, a obtenção de H₂ de alta pureza e baixo custo é fundamental para disseminação das células a combustível de membrana polimérica (PEM) (FERNANDEZ *et al.*, 2017; KIAN *et al.*, 2021).

No que tange à segurança energética, verifica-se que a possibilidade de obtenção de H₂ de várias fontes, bem como a variedade de tecnologias de produção associadas, permite privilegiar as fontes locais e potencialidades de cada país na seleção da melhor opção técnico-econômica e ambiental de produção, diminuindo ou evitando a dependência de importação de energia (CGEE, 2010). Percebe-se, assim, que o desenvolvimento da economia do hidrogênio inaugura um novo paradigma econômico com base no H₂ como vetor energético e motivado por dois fatores centrais: segurança energética e impactos ambientais (CGEE, 2010).

Em função de sua variedade de aplicações e usos, o H₂ é reconhecido como elemento central nas estratégias de descarbonização atuais, resultando em um processo de mobilização de investimentos e cooperação internacional que se acentuou no período de crise associada à pandemia da covid-19, voltada à experimentação das rotas tecnológicas e suas aplicações. Portanto, a tendência é que essa importância se amplie à medida que as tecnologias de H₂ auxiliem na estabilização da geração de energia para o uso eficiente de ativos de geração convencionais ou renováveis (PANDEV *et al.*, 2017).

2

Rotas tecnológicas: considerações técnicas, econômicas e ambientais

*Eduardo T. Serra
Rodrigo Campello
Ana Carolina Chaves
Caroline Chantre
Florian Pradelle
Renata Nohra
Sergio Leal Braga
João Azevedo*

Neste capítulo, são apresentados os resultados de uma ampla revisão da literatura internacional sobre as rotas tecnológicas do hidrogênio, abordando aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Na primeira seção, são discutidas as tecnologias de produção de hidrogênio, divididas em três principais rotas: térmicas, fotolíticas e eletrolíticas. Em seguida, a segunda seção apresenta as tecnologias associadas ao armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio. Por fim, a última seção analisa os modos de conversão para o uso energético do hidrogênio.

2.1 Produção de hidrogênio

Os processos de produção de H_2 podem ser divididos em três rotas tecnológicas, sendo as principais: térmicas, eletrolíticas e fotolíticas, as quais se desdobram em sete processos principais, indicados na Figura 2.1, aplicáveis a diversas matérias-primas, recursos fósseis, água e biomassas (The Partnership's Hydrogen Technical Team, 2003).

Conforme destacado nas Figuras 2.2 e 2.3, observa-se que as tecnologias de produção do H_2 também podem ser divididas em categorias associadas às matérias-primas utilizadas: fósseis ou renováveis (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017; NAZIR *et al.*, 2020).

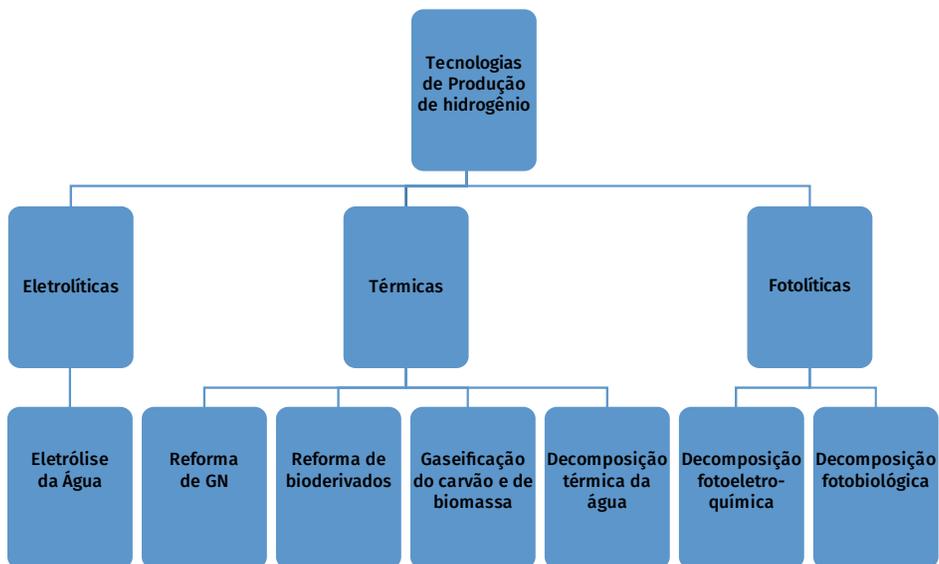


Figura 2.1 – Tecnologias e processos de produção de hidrogênio.

Fonte: Adaptado de NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017; NAZIR *et al.*, 2020; WANNIARACHNICH *et al.*, 2022.

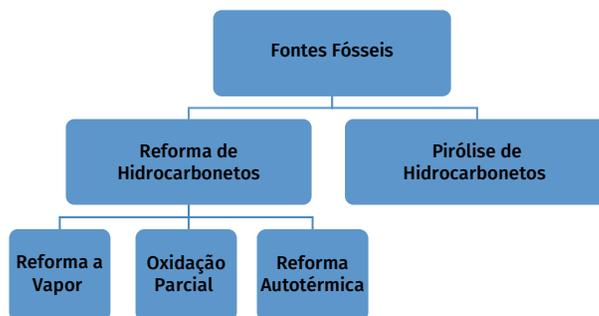


Figura 2.2 – Tecnologias de produção a partir de fontes fósseis.

Fonte: Adaptado de KALAMARAS; EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017.

A primeira categoria abrange o processamento de combustíveis fósseis e inclui os processos de reforma (reforma a vapor, oxidação parcial e reforma autotérmica) e pirólise de hidrocarbonetos. A segunda categoria refere-se aos processos de produção a partir de recursos renováveis, seja oriundo da biomassa, seja oriundo da água.

Os processos que utilizam a biomassa podem ser divididos em duas subcategorias: termoquímicas e biológicas. A primeira envolve a pirólise, gaseificação, combustão e liquefação da biomassa, enquanto os principais processos biológicos são biopirólise, fermentação escura e fotofermentação.

A segunda classe de tecnologias renováveis diz respeito aos processos de produção de H₂ a partir da água, como a eletrólise, termólise (decomposição térmica) e fotólise (decomposição fotoeletroquímica) (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

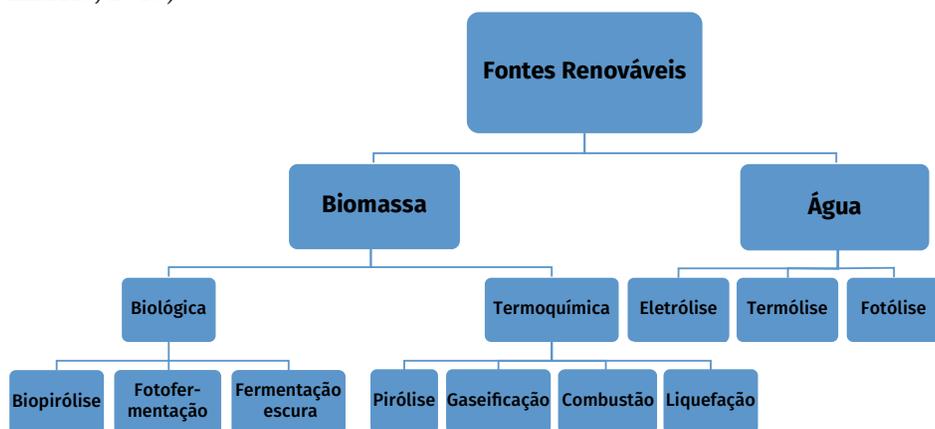


Figura 2.3 - Tecnologias de produção a partir de fontes renováveis.

Fonte: Adaptado de KALAMARAS; EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017.

2.1.1 Tecnologias térmicas

As tecnologias para a produção de H₂ a partir de processos térmicos (reforma a vapor, oxidação parcial, gaseificação e pirólise de biomassa), maduras ou em consolidação, são as mais atrativas sob o aspecto de custo do hidrogênio, com destaque para a reforma a vapor e oxidação parcial (aproximadamente US\$ 7/GJ). Porém, aos custos de produção devem ser agregados aqueles referentes à captura e armazenamento de gases de efeito estufa (GEE), que podem elevar o custo final do hidrogênio em cerca de 20% a 30%. Adicionalmente, os processos térmicos com emprego de biomassa requerem estudos detalhados, pois além dos fatores de escala, estes dependem da logística de suprimento (IEA, 2021d).

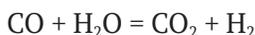
2.1.1.1 Reforma

A produção de hidrogênio a partir de hidrocarbonetos ou de álcool é feita através de três tecnologias: (i) reforma a vapor (SR – *Steam Reforming*); (ii) oxidação parcial (Pox – *Partial Oxidation*); e, (iii) reforma autotérmica (AT – *Autothermal Reforming*). Em todos esses processos, há formação de

monóxido de carbono (CO) como subproduto, o qual deve ser convertido em dióxido de carbono (CO₂) em etapas subsequentes (reação de deslocamento gás-água (WGS - *water-gas shift*) e reações de oxidação preferencial (PROX - *Preferential oxidation*) ou de metanação) (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

2.1.1.2 Reforma a vapor

A reforma a vapor dos combustíveis fósseis (C_mH_n) está representada nas equações de processo a seguir:



Atualmente, a reforma a vapor é a rota tecnológica dominante e de menor custo para a produção de hidrogênio em larga escala. Os processos de reforma a vapor são responsáveis da quase integralidade da produção de hidrogênio. Em 2018, a maior parcela era proveniente da reforma do gás natural (50%), abreviada como SMR (*Steam Methane Reforming*), seguida da reforma de petróleo e nafta presentes nos gases de processo em refinarias e indústrias químicas (30%), da gaseificação do carvão (18%) e de hidrocarbonetos oxigenados (IEA, 2019). A eficiência da reforma a vapor é elevada, e situa-se entre 70% e 85%. O processo de reforma a vapor apresenta vantagens, como baixa temperatura de processo, eficiência elevada e possibilidade de ser aplicado também a rejeitos sólidos urbanos, rejeitos de indústrias de alimentação e da agricultura e ao carvão (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

O etanol também pode ser empregado na produção de H₂ através da reforma a vapor, podendo resultar em um processo que é neutro em carbono. No entanto, esse processo, já demonstrado do ponto de visto técnico experimentalmente e ainda utilizado em pequena escala, pode vir a se tornar uma fonte importante para a produção do hidrogênio no Brasil, em função da estrutura já existente de produção, transporte e armazenagem do etanol no país. Para facilitar esse crescimento, é preciso desenvolver catalisadores eficientes a baixa temperatura, resistentes a contaminante ou formação de coque e altamente seletivos para a formação de hidrogênio, para que o produto gerado seja economicamente competitivo (OGO; SEKINE, 2020)

A reforma do biogás (55% a 70% de CH₄) também constitui uma alternativa importante, desde que sejam tomados os cuidados de remoção das impurezas presentes no fluxo gasoso, as quais dependem do tipo de biodigestor, da origem da biomassa e do processo de biodigestão anaeróbica utilizado. A principal desvantagem é a elevada produção simultânea de CO₂ (aproximadamente 7,05 kg CO₂/kg H₂) (ALVES *et al.*, 2013).

Entre as rotas mencionadas, a obtenção do hidrogênio por meio de reforma a vapor é uma opção de menor preço, registrando US\$1/kg de H₂ no Oriente Médio (ABDIN *et al.*, 2019). No entanto, a produção de H₂ por reforma a vapor de combustíveis fósseis (H₂ cinza) emite 9,5 kg de CO₂ por kg de H₂ (IRENA, 2019b). Do ponto de vista ambiental, a viabilidade da utilização do H₂ produzido por reforma a vapor depende da captura do CO₂ emitido por meio de sistema de sequestro e armazenamento de carbono (CCS – *Carbon Capture and Storage*), complementado por sistemas de monitoração, registro e verificação para atestar a maximização da captura, tendo em vista que a obtenção do H₂ azul não é livre de carbono, com eficiência prevista de 85% a 95% (IRENA, 2019b).

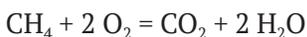
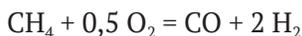
Atualmente, dos 135 projetos identificados em 2021, há 27 unidades CCS em operação, que capturam e armazenam cerca de 36,6 milhões de toneladas de CO₂ por ano, 4 em construção (com capacidade de captura de 3,1 milhões de toneladas de CO₂ por ano) e 112 em planejamento/desenvolvimento (com um acréscimo de 71 projetos entre 2020 e 2021, com uma capacidade de captura somada de 60,9 milhões de toneladas de CO₂ por ano). Existem também 7 plantas em escala industrial de produção de H₂ azul (SMR com CCS), que produzem 1,5 mil toneladas de H₂ por ano (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2021).

Dessa forma, o registro da captação torna-se importante em um ambiente em que haja cobrança por tonelada de CO₂ emitido ou evitado, como ocorre na Europa. O custo do processo de captura de CO₂ é de cerca de US\$ 0,21/kg em uma planta de SMR (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2020). Tendo em vista que a produção do H₂ de baixo carbono (azul) por meio de reforma do gás natural com CCS é mais competitiva em regiões onde existe disponibilidade de gás natural a baixo custo e, também, de infraestrutura para armazenagem em larga escala do CO₂ produzido no processo, o custo do H₂ azul poderia cair cerca de US\$ 1,2/kg, nos Estados Unidos ou no Oriente Médio, por volta de 2025. Já a Europa, que não possui essas características, poderia ter a produção do H₂ azul cerca de US\$ 1,8/kg em 2030, considerando-se uma redução dos custos de captura e armazenagem de CO₂ (HYDROGEN COUNCIL, 2020b).

2.1.1.3 Oxidação parcial

O processo de produção de H₂ via reforma por oxidação parcial foi desenvolvido visando à utilização em células a combustível veiculares e para algumas aplicações comerciais de pequeno porte. O processo é adequado para a reforma de metano e biogás, mas preferencialmente para frações de óleo pesado. Durante o processo, a produção de hidrogênio é realizada por gaseificação através de oxidação parcial não catalítica e em condições de alta temperatura e pressão. A vantagem da gaseificação é conferir maior flexibilidade e tolerância às impurezas presentes nas matérias-primas utilizadas no processo de reforma. O investimento no processo tende a ser mais elevado do que na reforma a vapor pela necessidade de dispor-se de uma unidade adicional de produção de oxigênio (SOUZA, 2009).

Comparado com a reforma a vapor, o processo resulta em maior produção de CO que deve ser convertido em H₂ e CO₂. A eficiência térmica desse processo de reforma é na faixa de 60% a 75% e a operação em temperaturas elevadas dificulta sua utilização em reformadores compactos e de pequeno porte. Dada a utilização de frações de óleo pesado como matéria-prima na reforma, o reformado pode conter produtos de enxofre - sulfeto de hidrogênio (H₂S) e sulfeto de carbonila (COS) -, que devem ser removidos. No caso particular da reforma do metano por oxidação parcial, as equações estariam representadas por (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017):



Tanto a reforma a vapor quanto a reforma por oxidação parcial do gás natural resultam em um gás denominado de gás de síntese (*syngas*) que, posteriormente, requer uma reação adicional com vapor-d'água para enriquecer o reformado em hidrogênio (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

2.1.1.4 Reforma autotérmica

A reforma autotérmica consiste na injeção de vapor no processo de oxidação parcial catalítica, correspondendo a uma combinação da reforma a vapor (processo endotérmico) com a reforma por oxidação parcial com O₂ (processo exotérmico). A combinação dos processos descritos anteriormente torna

este processo atrativo, seja pelo teor elevado de hidrogênio no reformado, seja pelo aproveitamento do rejeito térmico na oxidação parcial. O efeito desta combinação é uma operação mais flexível do reformador, mantendo-se a composição do gás de síntese semelhante àquela do processo de oxidação parcial (60% a 75%) (HYDROGEN COUNCIL, 2020b; KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

A reforma autotérmica dos combustíveis fósseis (C_mH_n) está representada na equação a seguir:



Mesmo considerando-se que o processo de reforma do gás natural é a rota tecnológica mais imediata e viável para a produção de H_2 e criação de um mercado do hidrogênio, devido ao menor custo de produção e infraestrutura já disponível, ainda existem desafios de custo (capital e de manutenção) e de projeto a serem superados, entre os quais destacam-se (IEA, 2021d):

- Aumentar a eficiência dos catalisadores;
- Desenvolver processos de baixo custo voltados para a purificação do reformado;
- Melhorar a qualidade das matérias-primas utilizadas nos processos;
- Otimizar as operações para atendimento de uma demanda variável;
- Desenvolver sistemas modulares e de baixo custo;
- Automatizar os processos;
- Aumentar a confiabilidade dos equipamentos;
- Minimizar as perdas energéticas.

2.1.1.5 Gaseificação

A gaseificação da biomassa e do carvão é um processo tecnologicamente maduro, que ocorre em temperaturas elevadas (acima de $700^\circ C$), sem combustão e na presença controlada de oxigênio e vapor. A gaseificação com emprego da biomassa tem baixa eficiência térmica em função da elevada concentração de umidade contida na matéria-prima (mesmo após uma secagem prévia) e necessita ser vaporizada (HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE, 2021; HOLLADAY *et al.*, 2009).

O gás resultante do processo é composto por CO , H_2 e CO_2 . Posteriormente, o CO reage com H_2O para a produção de CO_2 e H_2 na reação de

deslocamento gás-água. Esta reação é idêntica à que ocorre na reforma a vapor, conforme anteriormente mencionado. O H₂ produzido é separado do fluxo gasoso através de permeação em membranas. A gaseificação, mesmo quando conduzida em temperatura elevada, não impede a formação de alcatrão no gás resultante. Torna-se, portanto, necessário o emprego de um reator secundário, com emprego de catalisadores, para a purificação do gás (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

A biomassa disponível para esse processo encontra-se na forma de rejeitos orgânicos e agrícolas e tem a desvantagem de ser transportada por longas distâncias e armazenada. Dessa forma, a construção de gaseificadores de pequeno porte para aproveitamento local da biomassa eleva sobremaneira o custo do H₂ produzido, devido ao fator de escala dos reatores e sistemas auxiliares (HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE, 2021; HOLLADAY *et al.*, 2009).

Nos últimos anos, a gaseificação da biomassa tem sido defendida por tratar-se de um processo ambientalmente neutro, pois o CO₂ gerado no processo de produção de H₂ é consumido no crescimento da matéria orgânica e devido ao reaproveitamento de grande quantidade de rejeitos existentes. Por outro lado, o processo é criticado pela eventual competição pelo uso da terra entre cultivo de alimentos e o cultivo com finalidade energética. Existem, também, outras questões, especificamente com relação ao emprego da biomassa, que requerem pesquisa e desenvolvimento para tornar o processo competitivo e capaz de produzir H₂ com qualidade adequada para fins energéticos. Entre elas, destacam-se (IEA, 2021d):

- Desenvolver sistemas de baixo custo para separação e purificação do gás de síntese;
- Melhorar a tolerância dos catalisadores às impurezas presentes na matéria-prima;
- Reduzir o custo de armazenamento, preparação e manuseio da biomassa;
- Aumentar a disponibilidade e uniformidade da biomassa;
- Desenvolver alternativas para captura e armazenamento do CO₂ gerado no processo.

2.1.1.6 Pirólise

O processo de pirólise da biomassa corresponde à decomposição térmica na ausência de oxigênio e, neste caso, formam-se hidrocarbonetos que exigem

uma etapa adicional de reforma na presença de catalisadores para a obtenção do gás de síntese. Ambos os processos de conversão da biomassa (gaseificação e pirólise) produzem, além do H_2 , outros produtos (CH_4 e CO) que podem ser submetidos a processamentos adicionais (reforma a vapor e reação de WGS) para aumentar a produção de H_2 . A eficiência do processo varia entre 35% e 50% (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

2.1.1.7 Decomposição termoquímica da água

A decomposição termoquímica da água para obtenção de H_2 é um processo em desenvolvimento desde os anos 1970 com o objetivo de produzir combustíveis alternativos durante a crise do petróleo. O processo é conceitualmente simples, pois a decomposição de duas moléculas de H_2O ocorreria basicamente por um processo térmico resultando em duas moléculas de H_2 e uma molécula de O_2 . Entretanto, a separação dos gases requer o emprego de membranas cerâmicas e outros materiais resistentes às elevadas temperaturas do processo ($2500^\circ C$) (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

Algumas alternativas para redução da temperatura de processo encontram-se em desenvolvimento, porém, em contrapartida, estas envolveriam pressões elevadas. A eficiência do processo, na fase atual do conhecimento, situa-se em cerca de 20% a 45%. Para os propósitos atuais de produção de H_2 em larga escala, este processo ainda não possui expressão técnica ou econômica (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

2.1.2 Tecnologias fotolíticas

A decomposição fotoeletrolítica da água é considerada, sob os aspectos de eficiência e custo, um processo promissor para a produção de H_2 a partir de fontes renováveis, entretanto ela ainda se encontra em fase experimental. O processo está baseado na utilização de semicondutores (fotoeletrodos) que absorvem a radiação solar e proporcionam uma tensão suficiente para a decomposição da água em O_2 e H_2 . O processo depende do material semicondutor utilizado e da intensidade da radiação solar. O problema atual é o alto custo do processo, assim como as baixíssimas eficiências reportadas (0,06%) (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

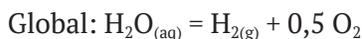
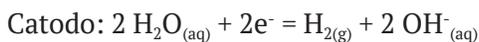
Dado que existe disponibilidade de água e de energia solar no planeta, o processo é potencialmente interessante, porém ainda requer um grande

esforço de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em materiais fotocatalisadores e membranas separadoras para se tornar relevante em um ambiente de larga utilização de hidrogênio (TEE *et al.*, 2017).

A decomposição fotobiológica da água utiliza o metabolismo de algas e bactérias (microrganismos fotossintéticos) para a produção de H₂ durante sua atividade, utilizando a energia de uma fonte luminosa. O processo encontra-se em fase experimental com rendimento de até 10% e no momento não tem expressão para a produção de H₂ em larga escala (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017; HYDROGEN COUNCIL, 2021).

2.1.3 Tecnologias eletrolíticas

A produção de H₂ por eletrólise é um processo conceitualmente simples e utilizado comercialmente, desde 1890, em equipamentos denominados eletrólises usando a eletrólise alcalina. Neste processo, a separação do hidrogênio e do oxigênio da molécula da água ocorre em função de um fluxo de corrente contínua através de eletrodos (catodo e anodo) imersos em uma solução aquosa alcalina na temperatura ambiente. Entre os eletrodos, existe uma membrana para a separação dos gases e migração das espécies na forma iônica carregada negativamente. As reações eletroquímicas que governam o processo de eletrólise alcalina da água são (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017):



O processo de eletrólise que utiliza uma membrana trocadora de prótons (PEM) é uma tecnologia mais recente, cujo princípio é o inverso daquele utilizado nas células a combustível de troca de prótons (PEMFC). A água é pressionada entre dois eletrodos separados por uma membrana que permite apenas o fluxo de íons de hidrogênio (H⁺). Os pares de eletrodos formam o denominado empilhamento de células unitárias. O processo requer a utilização de catalisadores com metais nobres (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

Atualmente, encontra-se em desenvolvimento uma variante deste tipo de eletrólise que utiliza membranas trocadoras de ânions OH⁻ (AEM), que diferentemente da tecnologia anterior não utiliza catalisadores com metais nobres. Estas duas tecnologias apresentam a vantagem de proporcionar uma

resposta rápida às flutuações de corrente observadas na geração de energia elétrica com fontes renováveis intermitentes (KALAMARAS, EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POUILLIKAS, 2017).

A eletrólise em alta temperatura é um processo conduzido em eletrolisadores que utilizam membranas cerâmicas ou óxidos sólidos (SOEC). Em temperaturas elevadas, essas membranas ou óxidos sólidos possuem a capacidade de separar as espécies iônicas presentes no vapor-d'água superaquecido (600°C a 800°C). Como parte da energia requerida no processo é proporcionada pelo calor que pode ser proveniente do rejeito de outros processos, o consumo de energia elétrica é menor, o que torna a tecnologia atrativa economicamente. A Tabela 2.1 apresenta as principais características dos eletrolisadores (TENHUMBERG; BÜKER, 2020).

Tabela 2.1 – Principais características dos eletrolisadores.

Tipo de tecnologia	Alcalina	PEM	SOEC
Eletrólito	20-40 %m de KOH	Água líquida	Vapor d'água
Temperatura de operação (°C)	60-90	50-80	700 - 900
Pressão de operação (bar)	10-30	20-50	1 - 15
Densidade de corrente (A.cm ⁻²)	0,2-0,4/1,2	0,6-2,0	0,3 – 2,0
Área da célula (m ²)	< 4	< 0,3	< 0,01
Consumo específico do stack (kWh _{el.} .Nm ⁻³ de H ₂)	4,2-4,8	4,4-5,0	> 3,0
Consumo específico do sistema completo (kWh _{el.} .Nm ⁻³ de H ₂)	5,0-5,9	5,0-6,5	3,7-3,9(4,7 kWh _{el.} .Nm ⁻³ de H ₂)
Menor faixa dinâmica (%)	< 10-40	0-10	> 30
Pureza do gás	> 99,50/> 99,95	99,99	99,90
Tempo de resposta	Segundos	Milissegundos	Segundos
Duração da partida a frio (min)	< 60	< 20	< 60
Vida útil (h)	60.000-90.000	20.000-60.000	< 10.000
Maturidade	Madura	Comercial	Demonstração
Custo de capital (€.kW ⁻¹)	800-1.500	1.400-2.100	> 2 000

Fonte: Adaptado de TENHUMBERG; BÜKER, 2020.

A despeito dos avanços tecnológicos do processo de eletrólise, nos últimos 200 anos, a produção de H₂ realizada pelo processo de eletrólise da água ainda permanece marginal (menos de 1% em 2018), principalmente pela forte dependência do custo da energia elétrica utilizada no processo (IEA, 2019). Esse custo é calculado em termo de custo nivelado de energia

(LCOE) que é tipicamente escrito como a soma dos custos ao longo da vida dividido pela soma da energia produzida ao longo da vida (JENKINS *et al.*, 2022). A produção de H₂ a partir da eletrólise da água associada a fontes renováveis de energia é, sem dúvida, uma rota promissora para a sustentabilidade energética futura, entretanto, o consumo elevado de eletricidade e o custo da energia ainda inibem a expansão desta rota tecnológica (DAWOOD; ANDA; SHAFIULLAH, 2020).

Considerando que o consumo elevado de energia está relacionado à tensão teórica de decomposição, à queda ôhmica e ao sobrepotencial das reações eletroquímicas, os fabricantes de eletrolisadores têm procurado atuar sobre os fatores cinéticos acima mencionados. A eliminação de bolhas e o aumento da atividade dos eletrodos contribuem para o aumento de eficiência, associada à energia necessária para a produção de H₂ (kWh/kg H₂), da mesma forma que o aumento da temperatura de processo obtida nos eletrolisadores de alta temperatura. Além das ações relacionadas ao processo eletroquímico, as alternativas para a redução dos custos de produção do H₂ por eletrólise estão no aproveitamento dos excedentes de geração, no gerenciamento das intermitências e na redução do custo de capital dos eletrolisadores (WANG; WANG; GONG *et al.*, 2014).

O custo de produção do H₂V é a maior barreira à sua inserção na matriz energética mundial. Destaca-se que um fator importante para a competitividade do H₂V e do azul é a taxa da emissão de CO₂, cobrada por tonelada do gás emitido. Como se trata de uma nova alternativa, a introdução do H₂V no mercado dependerá de preço competitivo em relação a outras fontes de energia, mesmo sendo uma solução mais sustentável ambientalmente. A produção do H₂V é mais competitiva em regiões onde existem energias renováveis a baixo custo. Estima-se que, nessas condições, o custo de produção do hidrogênio poderá cair de US\$ 2,9 por kg de H₂, em 2020, para US\$ 1,9 por kg de H₂, em 2025, e para US\$ 1,2 por kg de H₂, em 2030 (HYDROGEN COUNCIL, 2020b).

A competitividade do H₂ verde depende dos custos de toda a cadeia de produção e logística, que compreende as tecnologias em desenvolvimento e com possibilidade de redução de custos (compressão, armazenamento e transporte). Considerando que o custo da energia elétrica é o principal fator impactando o custo de produção do H₂ verde, sua redução é crucial para que ele seja competitivo, o que pode ser obtido pela produção de energias renováveis com menor custo e com o aumento da eficiência energética dos eletrolisadores (IRENA, 2020b).

O segundo maior componente do custo de produção do H₂V é o custo de capital (CAPEX). O processo de eletrólise da água envolve o módulo de eletrólise propriamente dito (*stack*), além dos sistemas que lhe dão suporte (BoP), como o suprimento de energia elétrica, de captação e tratamento de água, compressão, armazenagem de H₂V e de eletricidade, entre outros. A redução dos custos do eletrolisador, que envolve o desenvolvimento de novos materiais, principalmente para os catalisadores, e de alguns sistemas (compressão, armazenagem) pode ser obtida com investimentos em P&D (ABDIN *et al.*, 2019).

A redução dos custos de energia, por sua vez, já vem ocorrendo em função da maturação da tecnologia das principais fontes renováveis (eólica e solar). Os leilões de energia vêm indicando preços cadentes na energia eólica (US\$ 0,045/kWh) e solar (US\$ 0,048/kWh) (IRENA, 2019b). Os processos de captação e tratamento de água, por sua vez, têm tecnologia madura, podendo ser ainda otimizados, sabendo-se que o consumo de água no eletrolisador é de cerca de 9 kg H₂O/kg H₂ (K&L GATES, 2020).

A redução do custo final de produção do H₂ depende também da conformação do sistema – escala de produção, vida útil e fator de utilização -, que são parâmetros importantes para a diluição dos custos de capital, bem como da flexibilidade de operação, que pode permitir variações na alimentação de energia e na quantidade de produção de H₂. Segundo estimativa da IRENA (2020b), o desenvolvimento tecnológico permitirá a evolução dos eletrolisadores PEM. Conforme mostrado na Figura 2.4, isso é possível obtendo-se parâmetros operacionais que trarão competitividade ao H₂V, pelo aumento de eficiência energética e redução do custo de energia elétrica e do custo de capital do eletrolisador. Além disso, estima-se um aumento das horas anuais de operação e da sua vida útil.

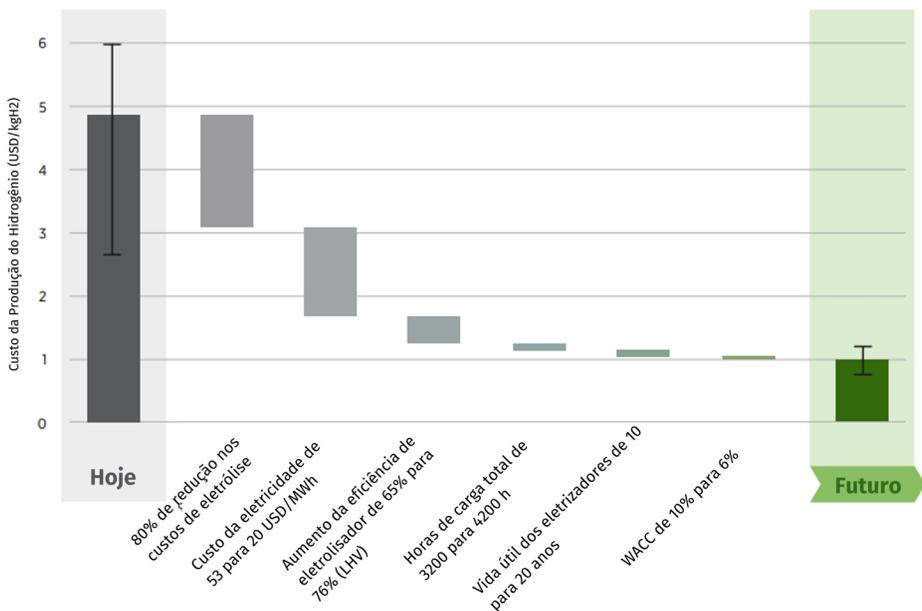


Figura 2.4 - Redução potencial de custos de produção do H₂ obtido por eletrólise entre 2020 e 2050.

Fonte: IRENA, 2020b.

2.1.4 Classificação do hidrogênio e Resumo das tecnologias de produção

Pelo fato de a utilização do hidrogênio estar sendo impulsionada pelas metas de descarbonização, ele é constantemente referido na literatura por cores, de acordo com o grau de neutralidade da tecnologia de produção em questão. A Figura 2.5 apresenta uma classificação (podem existir variações na literatura) que apresenta a maioria das rotas de produção de hidrogênio.

CINZA	Combustível fóssil sem CCUS
Produzido pela reforma de gás natural ou gaseificação do carvão sem tecnologia CCUS (Carbon Capture, Usage, and Storage).	
PRETO	Hulha (carvão preto) sem CCUS
Variação do hidrogênio cinza produzido pela gaseificação do "carvão preto" (carvão betuminoso ou hulha, que resulta no coque).	
MARROM	Lignito (carvão marrom) sem CCUS
Variação do hidrogênio cinza produzido pela gaseificação do "carvão marrom" (lignito, formado a partir da turfa).	
AZUL	Combustível fóssil com CCUS
Majoritariamente pela reforma por vapor do gás natural. Os principais produtos são H ₂ e CO ₂ . O CO ₂ deve ser parcialmente capturado por tecnologia CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage).	
TURQUESA	Metano
Produzido a partir do processo de pirólise do metano, gerando hidrogênio e carbono sólido; não gera CO ₂ .	
VERDE	Energias renováveis + Água
Produzido a partir da eletrólise da água com energias renováveis (eólica, solar e hídrica)	
ROSA	Energia nuclear + Água
Produzido a partir da eletrólise da água alimentado por energia nuclear.	
AMARELO	Energia do SIN + Água
Produzido a partir da eletrólise alimentado pela eletricidade fornecida pelo sistema nacional. Algumas referências indicam esta cor como hidrogênio produzido com energia nuclear ou até mesmo energia solar.	
BRANCO	Não aplicável
Produzido pela reforma de gás natural ou gaseificação do carvão sem tecnologia CCUS (Carbon Capture, Usage, and Storage).	
Legenda	
COR	Matéria prima / Fonte de energia
Descrição do processo	

Figura 2.5 - Classificação do hidrogênio a partir da tecnologia de produção.

Fonte: Adaptado de EPE, 2021a.

As tecnologias e processos de produção de H₂, com seus respectivos estágios de maturação, fonte de energia e matéria-prima, encontram-se agrupados na Tabela 2.2 (DAWOOD; ANDA; SHAFIULLAH, 2020). A decomposição da amônia não foi incluída como processo de produção de H₂ (DEGHANI-MADVAR; SHIRMOHAMMADI; SADEGHZADEH *et al.*, 2020), pois é originalmente produzida a partir do H₂ (processo Haber-Bosch), o que a torna uma forma de armazenamento em vez de um processo de produção (SANKIR; SANKIR, 2018).

Tabela 2.2 – Resumo dos principais processos de produção de H₂.

Categoria	Energia	Matéria-prima	Tecnologia	Eficiência (%)	Impacto ambiental	Maturidade (1-10)
Eletrolíse	Elétrica	Água Água do mar	Alcalina	62-82	L	9-10
			PEM	67-84	L	7-9
			SOEC	75-90	L	3-5
			Cloro-alcalina	NA	L	2-4
Eletrofotólise	Elétrica e Fotônica	Água	Foto eletroquímica	0,5-12	L	1-2
Fotólise	Fotônica	Água / Algas	Fotossíntese	1,6-5	L / N	1-3
Biofotólise	Bioenergia Fotônica	Microalgas Cianobactérias ou Bactérias (fotossíntese) Ácidos graxos Nutrientes Resíduos/Biomassa	Foto fermentação H ₂ produzido por algas	<1	N	1-3
				1-3	N	1-3
				2-7	N	1-3
				12-14	L/N	1-3
Bioeletrolíse	Bioenergia Elétrica	Biomassa Hidrogenases	Eletrolíse microbiana Fixação de N ₂	70-80 10	N N	1-3
Biólise	Bioenergia	Microrganismo Bactérias fermentativas Biomassa + água CO + água	Fermentação escura Hidrólise Reforma em fase aquosa Reação de deslocamento gás-água (catálise biológica)	60-80	N	3-5
				NA	N	2-4
				35-55	N	5-7
				NA	N	2-4
Biotermólise	Bioenergia e Térmica	Biomassa com pré-tratamento ácido (micro-ondas)	Cofermentação hidrotermal	NA	N	2-4
				35-45	N	1-3
Termólise	Térmica	Água Biomassa (sem O ₂) Biomassa (com O ₂) Carvão Combustíveis fósseis Combustíveis fósseis Biomassa Metano + CO ₂	Termólise Pirólise Gaseificação Gaseificação Reforma a vapor Reatores de membrana Oxidação parcial Autotérmica Reforma com CO ₂	20-55	L	1-3
				35-50	N	8-10
				35-50	N	10
				74-85	N/CCS	10
				60-85	N/CCS	10
				64-90	N/CCS	7-9
				60-75	N	7-9
				60-75	N	6-8
				NA	L/N	NA
Termo-eletrolíse	Térmica e Elétrica	Combustíveis fósseis	Reforma por plasma	9-85	N	1-3
Química	Reação química	Água Metais Hidretos metálicos Hidratos Hidróxidos metálicos	Reação de oxirredução	3-5 wt	L	4-6
				NA	L	4-6
				NA	L/N	4-6
				NA	L	4-6
				NA	L	4-6
Radiólise	Radiação	Peróxido de hidrogênio (H ₂ O ₂) Radiação gama	Radiólise	NA	L	1-3
				NA	L	1-3

Fonte: adaptado de DAWOOD; ANDA; SHAFIULLAH, 2020.

Nota: NA: Não aplicável; **Impacto ambiental**: CCS: limpo se usar tecnologias CCS; L: limpo (sem emissão); N: não limpo (com emissão); **Maturidade**: escala de classificação modificada e consolidada (1-10) da ferramenta de *benchmarking* globalmente aceita de *Technology Readiness Level* (TRL) e do *Commercial Readiness Index* (CRI) desenvolvido pela ARENA. O nível 1 se refere à pesquisa de tecnologia básica e o nível 10 se refere à classe de ativos financiáveis.

Os esforços em pesquisa e desenvolvimento, assim como a construção de novas infraestruturas para geração, armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio, independentemente de sua cor, se deve principalmente aos objetivos de redução de emissões de GEEs, com o uso de um vetor energético descarbonizado. Porém, as rotas não são isentas de emissões diretas e indiretas de GEEs, gerando impactos no meio ambiente. Assim, é importante quantificar o impacto real dessas rotas, considerando a cadeia de valor na sua integralidade. Para tal, é possível aplicar ferramentas como a avaliação do ciclo de vida (ACV) (CARNEIRO *et al.*, 2017).

As análises de ACV podem considerar diferentes tipos de perímetros. Na abordagem “berço ao túmulo”, avalia-se os impactos desde a obtenção das matérias-primas que entram em sua produção, passando pelo seu uso, até chegar à disposição final de seus resíduos. A partir dos estudos de Reiter e Lindorfer (2015), Sadeghi *et al.* (2020) e Ghandehariun e Kumar (2016), pode-se concluir que a geração de energia elétrica incluindo a produção dos equipamentos por energia solar é em média igual a 0,098 kg CO₂eq/kWh, enquanto a energia eólica possui um impacto médio de 0,015 kg CO₂eq/kWh.

A geração de hidrogênio por meio de eletrólise, incluindo a produção do eletrolisador, apresenta diferentes emissões de CO₂ equivalentes, referente às diferentes tecnologias. Por exemplo¹, para eletrólise alcalina, o impacto médio reportado na literatura é de 0,09 kg CO₂eq/kg H₂ (GHANDEHARIUN; KUMAR, 2016; SADEGHI *et al.*, 2020), já os valores médios para as tecnologias PEM e SOEC são iguais a 0,009 e 0,16 kg CO₂eq /kg H₂ (MEHMETI, 2018), respectivamente. Para armazenar o hidrogênio comprimido, após a produção, há um impacto de 0,16 kg CO₂eq/kgH₂ (SPATH; MANN, 2004; GHANDEHARIUN; KUMAR, 2016).

Considerando a geração como um todo, Bicer e Kalid (2020) relataram impactos ambientais menores para o hidrogênio verde com eletricidade eólica usando PEMFC. Para o hidrogênio verde com SOEC usando eletricidade eólica, o impacto ambiental é 2,3 vezes maior. Na comparação das rotas térmicas com hidrogênio verde (eletricidade de fonte eólica e PEMFC), a gaseificação de biomassa apresenta impactos ambientais 21% maiores enquanto a reforma tem impactos 300%, 400% ou 1.000% maiores, para reforma a vapor de etanol, de gás natural ou de carvão, respectivamente.

1 Os valores apresentados para exemplificar a questão não consideram os impactos da energia elétrica necessária ao processo.

2.2 Armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio

Com a transição contínua para fontes de energia renováveis e intermitentes, como a energia solar e a eólica, está se tornando cada vez mais claro que são necessários novos métodos de armazenamento de energia elétrica para equilibrar a oferta e a demanda (AUSFELDER; BEILMANN; BERTAU *et al.*, 2017). A produção de H_2 a partir de fontes renováveis de energia associada ao seu armazenamento constitui uma forma de maximizar o aproveitamento da energia disponível a partir daquelas fontes e, adicionalmente, complementar o armazenamento de curta duração proporcionado pelas baterias (CHI; YU, 2018).

Uma das questões mais urgentes e desafiadoras no armazenamento de H_2 diz respeito ao desenvolvimento de mecanismos de armazenagem seguros, confiáveis, eficientes e eficazes, tendo em vista a baixa densidade volumétrica de energia do H_2 , apesar da sua elevada densidade gravimétrica. A Figura 2.6 apresenta a comparação das densidades volumétrica e gravimétrica de diversos combustíveis (DOE, 2020; WEC, 2020).

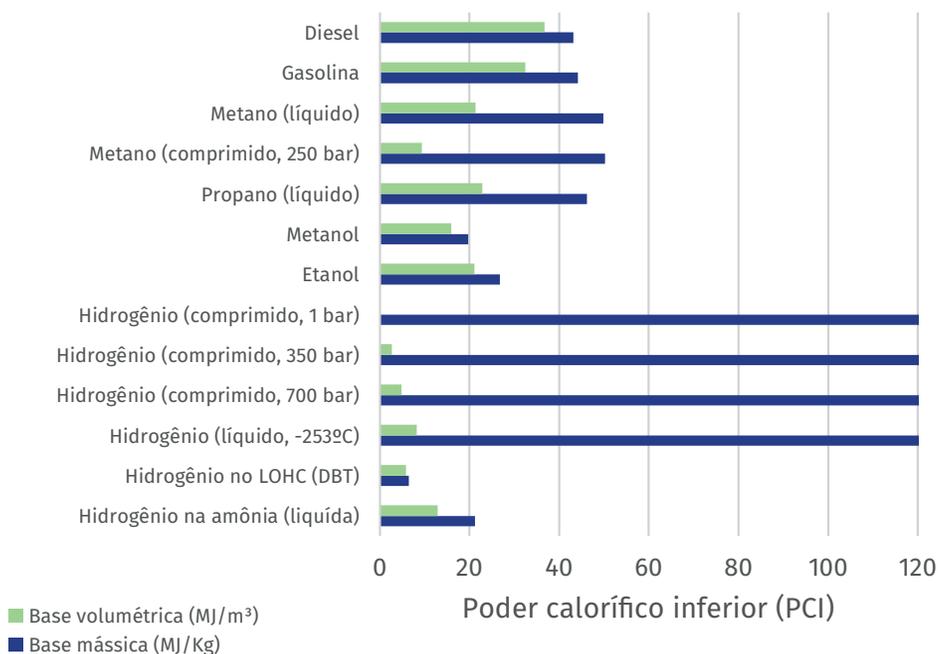


Figura 2.6 - Comparação entre densidades volumétrica e gravimétrica de energia dos combustíveis e carreadores de hidrogênio.

Fonte: Adaptado de DOE (2020) e World Energy Council (2020).

O H_2 pode ser armazenado de diferentes formas (Figura 2.7), de acordo com as tecnologias de produção, logística de transporte/distribuição e do uso final existentes (ANDERSSON; GRÖNKVIST, 2019).

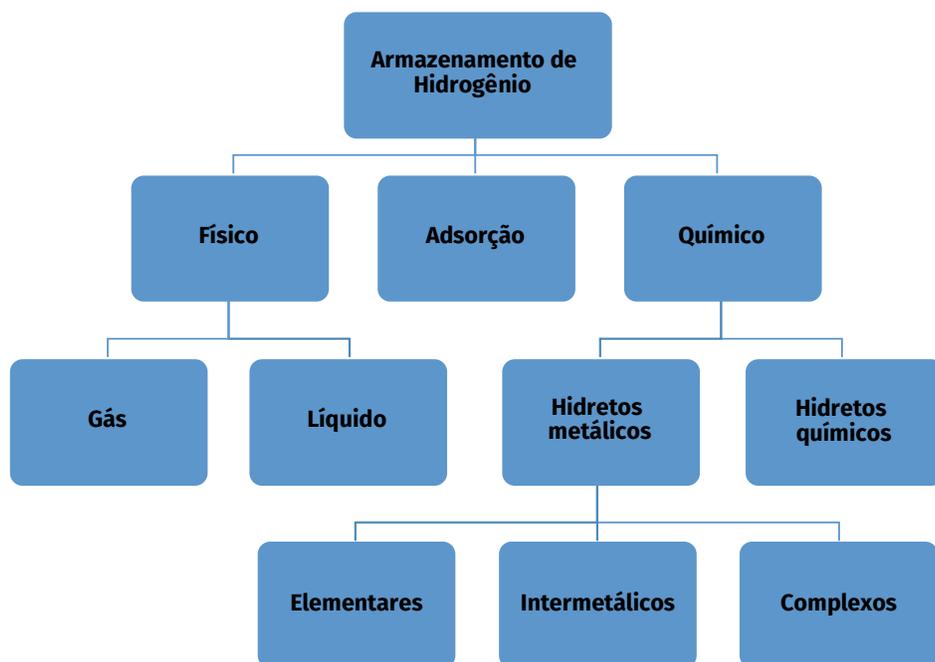


Figura 2.7 - Tecnologias de armazenamento de H_2 .

Fonte: Adaptado de Andersson; Grönkvist (2019).

Recentemente, o armazenamento de hidrogênio vem recebendo especial atenção em função do crescimento do emprego do H_2 como combustível veicular. Neste tipo de uso, o armazenamento de H_2 se faz necessário em vários elos da cadeia, envolvendo os locais de produção, os pontos de distribuição, os pontos de abastecimento e os próprios veículos (RIVARD; TRUDEAU; ZAGHIB, 2019). Esta experiência em nível internacional tem evidenciado uma série de desafios a serem superados, aplicáveis e relacionados a grande parte dos usos finais do H_2 . Entre eles, destacam-se (IEA, 2021d):

- Redução de custo (materiais, componentes e sistemas);
- Desenvolvimento de tanques de fibra de carbono de baixo custo para aplicações de alta pressão;
- Síntese de materiais compatíveis com o H_2 (durabilidade e segurança);

- P&D para otimização na forma de armazenamento líquido e por criocompressão;
- Otimização de materiais portadores de H₂ (peso, volume, cinética);
- Utilização de portadores de H₂ na forma de energia química para uso em turbinas;
- Identificação, avaliação e demonstração de armazenamento geológico;
- Incentivo à exportação de H₂ (sistemas e portadores);
- Elaboração de sistemas de análise para definição das opções de armazenamento para os diferentes usos finais;
- Desenvolvimento de sensores e tecnologias necessárias para garantir o armazenamento de forma segura, eficiente e protegida.

2.2.1 Comprimido

O H₂ gasoso é normalmente armazenado em tanques pressurizados (vasos de pressão), recipientes ou até mesmo em cavernas subterrâneas com pressão de 300 a 700 bar, para uma variedade de aplicações como transporte (350 bar em caminhões e ônibus e 700 bar em veículos leves), aplicações estacionárias e transporte a granel (STAFFELL *et al.*, 2019).

Para o setor de transporte, é preferível que o armazenamento tenha baixo peso, baixo custo e alta densidade, e, para as aplicações estacionárias, grande escala e baixo custo. As principais vantagens do H₂ comprimido são: tecnologia madura, rápida taxa de enchimento e simplicidade da tecnologia. Entre as desvantagens, citam-se: baixa densidade volumétrica de energia e necessidade de eletricidade para compressão, com um valor estimado entre 0,7 e 1,0 kWh/kg de H₂. Isso é equivalente a 2-3% do poder calorífico inferior do H₂ (YANG; OGDEN, 2007). Assim, o H₂ comprimido a 700 bar possui apenas 15% da densidade energética da gasolina.

O uso final do H₂ pode ser determinante quanto à forma de transportá-lo. O transporte por dutos é o que apresenta a melhor relação custo-benefício quando existe uma demanda elevada, contínua e por longos períodos. Neste caso, existe a alternativa de dutos exclusivos para H₂ ou em mistura com o gás natural.

Atualmente, existem cerca de 5 mil km de gasodutos de H₂ no mundo, diante de 3 milhões de km de gasodutos para gás natural. Os principais desafios encontram-se no custo de capital elevado, na necessidade de sistemas

de compressão e no desenvolvimento de materiais de fabricação de dutos e componentes resistentes à fragilização pelo H_2 . Dada a importância do transporte de H_2 em dutos, a adição dele à rede existente de gás natural tem se tornado objeto de diversos estudos (IEA, 2003; MELAINA; ANTONIA; PENEV, 2013; OGDEN *et al.*, 2018).

Conclui-se, assim, que pequenas quantidades de hidrogênio (até 20% em volume) poderiam ser adicionadas à rede de gás natural quase sem custo, embora existam barreiras técnicas e organizacionais a serem superadas. Por exemplo, 15% é o maior percentual de H_2 na mistura com gás natural nas concessionárias norte-americanas e tem sido utilizado em aplicações de aquecimento e iluminação como uma alternativa econômica ao gás natural (HAWAII GAS, 2022). A possibilidade do H_2 em baixa concentração (10% máximo) ser transportado nas redes existentes de gás natural foi sugerida como alternativa real para o período de transição entre o gás natural e o hidrogênio sem qualquer perturbação perceptível nas utilizações usuais (POTTIER, 1995).

Em relatório publicado em 2003, a Agência Internacional para Energia (IEA) e os estudos conduzidos pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) (MELAINA; ANTONIA; PENEV, 2013) indicam que as implicações da mistura variam com a concentração de H_2 e que concentrações relativamente baixas de hidrogênio (5% a 15% por volume) parecem ser viáveis com poucas modificações nos sistemas de dutos existentes ou aparelhos de uso final. Resultados semelhantes foram obtidos por outros autores (OGDEN *et al.*, 2018). As análises e modelagem conduzidas sugerem que um enriquecimento moderado de hidrogênio do gás natural, até cerca de 20%, pode ser sustentado pelas caldeiras e aquecedores atuais sem necessidade de modificações de projeto (SCHIRO; STOPPATO; BENATO, 2019).

Em termo de perdas, a compressão apresenta perdas marginais (IRENA, 2019b), porém Wulf *et al.* (2018) relatam uma perda de 0,5% da massa de hidrogênio comprimido decorrente dos processos, valores adotados nesse trabalho. Adicionalmente, Wulf *et al.* (2018) descrevem uma perda de 2,3% e 4,3% da massa de hidrogênio comprimido em armazenamento em caverna e em transporte em *pipeline*, respectivamente.

2.2.2 Liquefeito

Na forma líquida, o H_2 pode atingir com o armazenamento em temperaturas extremamente baixas (a $-252,8^\circ\text{C}$) maior densidade volumétrica quando comparado ao armazenamento de gás hidrogênio comprimido, pois em

um mesmo volume é capaz de transportar uma massa cinco vezes maior. O armazenamento ocorre em tanques de parede dupla altamente isolados. Portanto, o transporte na forma liquefeita é uma tecnologia madura, porém intensiva em capital e em energia.

O transporte na forma liquefeita é adequado quando existe uma demanda elevada e estável, porém insuficiente para investimento no transporte por dutos. Constitui a forma adequada para exportação do hidrogênio por via marítima. A liquefação demanda uma quantidade de energia muito alta, cerca de 12,5 a 15,5 kWh por kg de H₂, equivalente a 38%-47% do poder calorífico inferior do H₂ (YANG; OGDEN, 2007; BARTELS, 2008; STAFFELL *et al.*, 2019).

Além disso, para grandes volumes armazenados, considera-se uma perda de 0,1% do volume armazenado por dia no caso do hidrogênio liquefeito, sendo necessário o controle de perdas por evaporação e dificuldade de armazená-lo por longos períodos. Atualmente, o maior desafio do transporte na forma liquefeita é o desenvolvimento de tecnologias que reduzam o custo energético do processo de liquefação (BARTELS, 2008).

2.2.3 Carreadores de H₂

O conceito desta forma de transporte é o emprego de substâncias ou materiais que armazenam o H₂ e o liberam no local do uso final. Este é o caso da agregação do hidrogênio a outras substâncias líquidas com moléculas maiores, como amônia e carreadores de hidrogênio orgânicos líquidos (LOHC – *Liquid Organic Hydrogen Carriers*). Para tanto, existem dois tipos de substâncias transportadoras (IRENA, 2019b):

- **Não reversíveis:** quando o portador não é liberado sem a necessidade de uma outra reação química ou é utilizado em outra finalidade. Os principais exemplos são o metanol, a amônia (NH₃) e o tolueno/metilciclohexano (MCH).
- **Reversíveis:** quando após a liberação o portador retorna ao processo de armazenamento. Os principais exemplos são os hidretos e as redes metalorgânicas (MOF – *Metal-Organic Frameworks*).

No caso dos carreadores de hidrogênio, amônia e MCH, eles requerem para o processo de conversão (H₂ em LOHC) e reconversão cerca de 29% e 30% da energia carregada pelo H₂, respectivamente (IRENA, 2019b).

Entre essas substâncias, destaca-se a amônia, que já possui uma cadeia de produção e logística madura e pode ser um produto de uso final, o que potencializa sua utilização como meio de transporte. No entanto, apresenta,

da mesma forma que os LOHCs, processos que consomem energia, custos adicionais de conversão na origem e reconversão no destino, além do custo de transporte da substância líquida de volta à origem, caso ela não seja utilizada no destino. Os custos de reconversão dependem da natureza e da exigência de pureza requerido pelo consumidor do H₂ (IRENA, 2019a).

Em termo de perdas, o MCH não evapora à pressão e em temperatura ambiente (IRENA, 2019b). Porém, Wulf *et al.* (2018) relatam uma perda de 1% da massa de MCH. Para grandes volumes armazenados, considera-se uma perda de 0,1% do volume armazenado por dia, no caso da amônia, igual ao valor encontrado para o H₂ liquefeito (BARTELS, 2008).

2.2.4 Resumo das tecnologias de transporte e armazenamento

A Tabela 2.3 resume os desafios, vantagens, estágio de desenvolvimento e ações requeridas para o avanço tecnológico relativo aos processos de armazenamento e transporte de H₂ (IRENA, 2019b).

Até o momento, não existem muitos estudos relacionados aos custos de transporte e armazenamento do hidrogênio. No entanto, a BNEF (2020) publicou uma pesquisa de *benchmark* realizada a partir de 12 estudos desenvolvidos pelo grupo entre 2019 e 2020 e apontou diversos custos nivelados de armazenamento (LCOS - *Levelized Cost Of Storage*) de hidrogênio, de acordo com o tipo de tecnologia utilizada. LCOS é uma medida quantitativa que é usada para avaliar o custo de armazenamento de energia usando diferentes parâmetros, como custo de capital, preço da eletricidade, número de ciclos entre carga/descarga, eficiência do sistema e capacidade do sistema de armazenamento. O cálculo do LCOS é comparável em forma ao LCOE como gerador, em que o custo de carregamento substitui o custo do combustível (JENKINS *et al.*, 2022). Existem várias fórmulas usadas para calcular o LCOS. A Tabela 2.4 apresenta essa análise, segundo categorias relacionadas ao volume de hidrogênio produzido e o tempo de armazenamento pretendido.

Partindo da metodologia aplicada para a análise do armazenamento, o estudo mencionado também apresenta a categorização das tecnologias de transporte, de acordo com o volume de hidrogênio produzido por dia, a distância pretendida de transporte, assim como a faixa de preço em US\$ por kg de H₂ transportado para cada uma dessas categorias especificadas, conforme apresentado na Tabela 2.5.

Tabela 2.3 – Características e Desafios das Tecnologias de Transporte e Armazenamento de H₂.

Características	H ₂ líquido (LH ₂)	Tolueno - metilcicloexano (MCH)	Amônia (NH ₃)
Desafios	<ul style="list-style-type: none"> ■ Requer temperatura muito baixa (cerca de -250°C) ■ Alta demanda de energia para resfriamento / liquefação ■ Exige redução de custos para liquefação ■ A liquefação consome atualmente cerca de 45% da energia carregada pelo H₂ ■ Difícil armazenamento a longo prazo ■ Requer controle de ebulição (0,2%–0,3% d⁻¹ em caminho) ■ Risco de vazamento 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Requer uma fonte de calor de alta temperatura para desidrogenação (superior a 300°C, até 300 kPa) ■ O calor necessário para a desidrogenação representa cerca de 30% do H₂ total carregado pelo MCH ■ Como o MCH libera apenas 3 moléculas de H₂ na hidrogenação do tolueno, a infraestrutura tende a ser grande ■ Durabilidade (número de ciclos) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Menor reatividade em comparação com hidrocarbonetos ■ Requer tratamento devido à toxicidade e cheiro pungente ■ Tratamento e gestão por engenheiros certificados ■ Consome uma entrada de energia muito alta em caso de desidrogenação (cerca de 13% da energia carregada pelo H₂) e purificação
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alta pureza ■ Não requer desidrogenação e purificação 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pode ser armazenado em estado líquido sem resfriamento (perda mínima durante o transporte) ■ Infraestrutura de armazenamento existente ■ Regulamentações existentes ■ Sem perda 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Possibilidade de uso direto ■ Potencial para ser a transportadora de energia mais barata ■ Infraestrutura e regulamentação NH₃ existente
Maturidade	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pequena escala: fase de aplicação ■ Grande escala: desenvolvimento de infraestrutura em andamento 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Demonstração 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pesquisa e desenvolvimento ■ Parcialmente em demonstração
Desenvolvimento e ações requeridas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Regulamento para sistema de carga/descarga de transporte ■ Desenvolvimento em motores H₂ ■ Melhoria da eficiência energética na liquefação 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Catalisadores para hidrogenação e desidrogenação ■ Desidrogenação com alta eficiência energética 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alta eficiência energética na síntese ■ Célula de combustível para uso direto

Fonte: Adaptado de IRENA, 2019b.

Tabela 2.4 – Tecnologias de armazenamento de hidrogênio categorizadas por volume e tempo adequado de armazenamento, com seus respectivos LCOS.

	Estado gasoso					Estado Líquido			Estado sólido
	Caverna de sal	Campo de gás depletado	Cavernas rochosas	Tanques pressurizados	Hidrogênio Líquido	Amônia	LOHCs	Hidretos metálicos	
Volume	Grande	Grande	Médio	Pequeno	Pequeno-médio	Grande	Grande	Pequeno	
Tempo	Meses-semanas	Sazonal	Meses-semanas	Dias	Dias-semanas	Meses-semanas	Meses-semanas	Dias-semanas	
Benchmark LCOS (US\$/kg)	0,23	1,9	0,71	0,19	4,57	2,83	4,5	Não Avaliado	
Possível Futuro LCOS (US\$/kg)	0,11	1,07	0,23	0,17	0,95	0,87	1,86	Não Avaliado	
Disponibilidade Geográfica	Limitada	Limitada	Limitada	Não Limitada	Não Limitada	Não Limitada	Não Limitada	Não Limitada	

Síglas: LOHC = Carreadores de hidrogênio orgânicos líquidos. Fonte: Adaptado de BNEF, 2020.

Tabela 2.5 – Custo nivelado de transporte de hidrogênio.

		Distância [km]			
		1 a 10	10 a 100	100 a 1.000	1.000 a 10.000
Volume [t/dia]	100 a 1.000	Gasoduto 0,05 (US\$/kg)	Gasoduto 0,05-0,10 (US\$/kg)	Gasoduto 0,10-0,58 (US\$/kg)	Gasoduto/Amônia 0,58--3/3+ (US\$/kg)
	10 a 100	Gasoduto 0,05-0,06 (US\$/kg)	Gasoduto 0,06-0,22 (US\$/kg)	Gasoduto 0,22-1,82 (US\$/kg)	Gasoduto/Amônia <3/3+ (US\$/kg)
	1 a 10	CH ₂ 0,65-0,76 (US\$/kg)	CH ₂ 0,68-1,73 (US\$/kg)	CH ₂ /LOHC 0,96-3,87 (US\$/kg)	LOHC 3,87-6,70 (US\$/kg)
	0 a 1	CH ₂ 0,65-0,76 (US\$/kg)	CH ₂ 0,68-1,73 (US\$/kg)	CH ₂ /LOHC 0,96-3,87 (US\$/kg)	LOHC 3,87-6,70 (US\$/kg)

Siglas: CH₂ = Hidrogênio Comprimido; LOHC = Carreadores de hidrogênio orgânicos líquidos

Fonte: Adaptado de BNEF, 2020.

O transporte terrestre por gasoduto é mais barato para distâncias de até 1.500 km. Acima dessa distância, o transporte agregado à amônia ou ao LOHC é mais barato. Apesar do transporte por gasodutos apresentar um custo operacional menor, a implantação de novos gasodutos demanda altos custos de capital, além de trâmites com autoridades locais para a sua implantação (faixas de passagem, licenças ambientais e outras) (BNEF, 2020).

Diante desse contexto, o transporte do H₂ misturado ao gás natural com restrições de quantidades torna-se interessante, procedimento que pode exigir a criação de normas, avaliações técnicas e investimentos em adaptações. Outra opção é o reaproveitamento de dutos de gás natural fora de utilização, caso não haja divergências entre as características do gasoduto e das necessárias para o transporte do H₂. Para o transporte marítimo, a amônia e o LOHC são mais convenientes. Além disso, essas substâncias já são atualmente exportadas, havendo normas, rotinas e padrões para o seu transporte marítimo (BNEF, 2020).

Considerando custos de capital e custos operacionais, a IEA estimou custos de cerca de US\$ 1/kg para transportar hidrogênio por gasoduto por cerca de 1.500 km. Para essa mesma distância, o custo de transporte de amônia por dutos, incluindo o de reconversão é de US\$1,5/kg. O custo de conversão e transporte marítimo do H₂ incorporado à amônia é de US\$ 1,2/kg, o LOHC é de US\$ 0,6/kg e da forma líquida é de US\$ 2/kg (IEA, 2019).

Para a distribuição local, gasodutos ou caminhões podem ser utilizados, em função da distância de transporte e da quantidade de H₂ transportada. No setor industrial, essa logística já é adotada no suprimento de H₂ cinza, o que

tem ocorrido sem incidentes ao longo de décadas (IRENA, 2019b). O custo de distribuição de LOHC por caminhão por uma distância de 500 km seria de US\$ 0,8/kg e o custo de extração e purificação US\$ 2,1/kg, totalizando US\$ 2,9/kg. Para a amônia, o custo seria de US\$ 1,5/kg; se ela for usada pelo consumidor final, seu custo seria de US\$ 0,4/kg (IEA, 2019).

Em termos de impacto ambiental do armazenamento, transporte e a distribuição, foram encontrados na literatura recente alguns estudos para caracterizar os impactos via rodovia e dutos numa extensão de 100 km e 400 km, do hidrogênio comprimido (CH₂), liquefeito (LH₂) e via LOHC, representado pelo MCH ou NH₃ (WULF; ZAPP, 2018; WULF *et al.*, 2018). A Tabela 2.6 apresenta as diversas opções para transporte e distribuição (WULF *et al.*, 2018).

Tabela 2.6 – Emissões para diferentes estados e tipos de transporte.

Estado do hidrogênio + Modal	Emissões equivalentes (kg CO ₂ eq / kg H ₂)	
	100 km	400 km
H ₂ comprimido (CH ₂) + Rodoviário	1,25	3,06
H ₂ comprimido + Dutos	0,17	0,26
LOHC + Rodoviário	3,40	4,28
H ₂ líquido (LH ₂ Eólica) + Rodoviário	-	0,87
H ₂ líquido (LH ₂ Solar) + Rodoviário	-	2,32

Fonte: Adaptado de Wulf *et al.*, 2018.

O transporte de hidrogênio comprimido via dutos apresenta a rota mais favorável tecnicamente, economicamente e ambientalmente, pois, como já citado anteriormente, a liquefação demanda uma grande quantidade de energia, cerca de 10 a 20 vezes maior que a compressão, além de apresentar altas taxas de perdas por evaporação. O impacto ambiental restrito à etapa de liquefação usando energia solar e eólica aponta para valores iguais a 1,69 e 0,24 kg CO₂eq/kg H₂, respectivamente (WULF *et al.*, 2018).

O uso dos LOHC (excluindo a amônia) implica, além do transporte, o processo de conversão do H₂ na substância de interesse e a sua reconversão em hidrogênio para o uso final, cuja eficiência pode ainda ser otimizada. Isso implica emissões equivalentes significativamente maiores do que para a compressão, em particular para transporte a distâncias curtas (WULF *et al.*, 2018).

Outra abordagem avaliada foi o transporte a longas distâncias para exportações através de navios transportando amônia. Nesse caso, o impacto

ambiental foi de 0,002 kg CO₂eq/(t NH₃.km) somando as contribuições devido à produção de H₂, as infraestruturas portuárias e o transporte (BICER; DINCER, 2018).

2.3 Uso energético do hidrogênio: modos de conversão

2.3.1 Combustão

Os motores convencionais a combustão interna (ICE) podem, com modificações, funcionar com misturas de H₂ com gás natural (*hythane* ou HCNG), diesel ou biocombustíveis (biogás e álcoois, como metanol e etanol) promovendo aumento de desempenho e redução das emissões. Ainda assim, essas modificações não resultariam em emissão zero, podendo liberar NOx (Óxidos de Nitrogênio) (STAFFEL *et al.*, 2019; YAN; XU; WANG, 2018).

Entre as tecnologias de ICE, um foco particular deve ser dado às tecnologias principais do mercado atual: motores de ignição por centelha (SI – *Spark Ignition*) e motores de ignição por compressão (CI – *Compression Ignition*). Assim, os últimos anos testemunharam desenvolvimentos tecnológicos significativos de motores SI de tipo HCNG em direção às suas aplicações generalizadas no setor de transporte. Com essa tecnologia, combustão mais completa e variações cíclicas reduzidas podem ser alcançadas para motores HCNG. O teor de hidrogênio é o parâmetro mais importante que influencia o desempenho do motor HCNG. Uma fração elevada de hidrogênio pode causar combustão anormal (pré-ignição, detonação), enquanto, com um conteúdo de hidrogênio relativamente mais baixo, os benefícios do hidrogênio não podem ser totalmente aproveitados (MEHRA *et al.*, 2017; YAN; XU; WANG, 2018).

Em geral, misturas com 18%, 20% e 30% de substituição em termos de energia são os combustíveis mais amplamente encontrados na literatura. Em comparação com o motor SI com gás natural, o enriquecimento de hidrogênio pode reduzir as emissões baseadas em carbono (HC, CO₂, CO e fuligens) do motor, mas pode levar a emissões de NOx mais altas devido à elevada temperatura de combustão, que aumenta a produção de NO. Ajustes nos parâmetros da combustão (instante de ignição e riqueza da mistura) são recomendados para regular o nível de emissões de NOx. A adição de hidrogênio pode estender o limite de operação pobre dos motores SI, permitindo atingir maior eficiência do motor (os efeitos podem ser desprezíveis perto da condição estequiométrica) e baixas emissões de NOx. Já existem alguns projetos de demonstrações nos Estados Unidos, na Índia e na China, entre outros (MEHRA *et al.*, 2017; YAN; XU; WANG, 2018).

O suprimento de hidrogênio em motores CI *dual fuel* com óleo diesel está amplamente estudado na literatura. Essa tecnologia oferece reduções significativas nos níveis de HC, CO, CO₂ e fuligens que, em condições ideais, podem chegar a mais de 50%. Com o aumento da participação da energia do hidrogênio em um motor bicombustível, a eficiência térmica do motor aumenta significativamente com cargas altas e moderadas, enquanto a eficiência diminui com cargas baixas. No entanto, o aumento da temperatura no cilindro ocorrido pela combustão resulta em um crescimento significativo da formação de NOx, particularmente em condições de alta carga. Uma desvantagem do motor bicombustível hidrogênio-diesel são as altas emissões de H₂ não queimado em cargas baixas. Além de uma parcela crítica de energia do hidrogênio (cerca de 19% em termo de energia), a autoignição indesejada da mistura de H₂-ar pode ocorrer, o que pode resultar em combustão com detonação. Isso limita a parcela de energia de hidrogênio nas misturas. Os problemas mencionados podem ser resolvidos por estratégias de combustão em baixa temperatura, incluindo injeção de água, uso de recirculação dos gases de escape (EGR) e redução da taxa de compressão do motor (CHINTALA; SUBRAMANIAN, 2017; DIMITRIOU; TSUJIMURA, 2017).

Outra possibilidade que foi testada é o uso de biodiesel com hidrogênio e motores CI. O uso de biodiesel costuma diminuir a eficiência térmica do motor e aumentar os níveis de fuligens, mas, com a adição de hidrogênio, pode haver até um leve aumento da eficiência térmica (em 2%) e redução de 20% da formação de fuligens. Observa-se uma predisposição idêntica na formação de emissões dos motores *dual fuel* para as operações de hidrogênio – diesel e hidrogênio – biodiesel (DIMITRIOU; TSUJIMURA, 2017).

No que diz respeito aos impactos ambientais, a presente pesquisa envolveu o levantamento na literatura de trabalhos publicados a partir de 2015, envolvendo a análise do ciclo de vida de uma ou mais etapas do ciclo de geração, armazenamento, transporte e uso do hidrogênio. Entre o amplo universo de referências, foram escolhidos trabalhos apresentando um grau de detalhamento suficiente para permitir identificar as emissões em diversos perímetros de abordagem. O mapeamento das referências selecionadas nesse levantamento encontra-se no Apêndice 1.

O potencial de aquecimento global foi avaliado para cada tipo de fonte de energia, assim como o consumo de combustível e a aplicação (kg CO₂eq /FU), sendo a unidade funcional igual: (i) 1 kWh para os veículos elétricos; (ii) 1 km para aplicação rodoviária; e, (iii) 1 t transportada em uma distância de 1 km para aplicações marítimas.

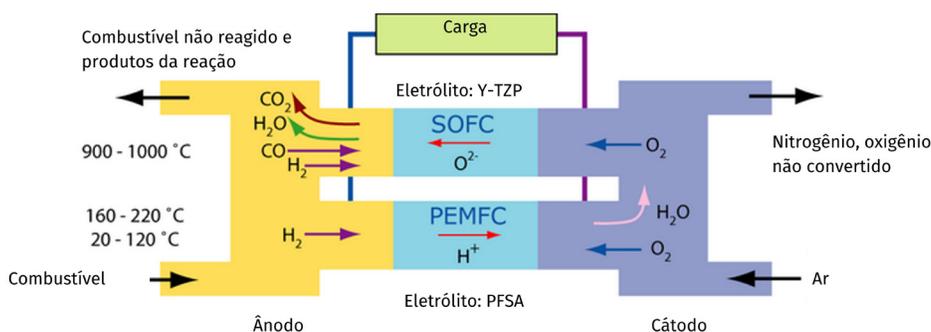
Destaca-se que os dados levantados foram utilizados na plataforma desenvolvida nesse projeto e permitiram trabalhar com uma ampla variedade de cenário (em particular, no que trata da fonte de energia elétrica, local de geração de hidrogênio, tipo de armazenamento e transporte, local de consumo e tipo de uso final). A plataforma é apresentada em detalhes no Capítulo 6, incluindo um exemplo de aplicação na seção 6.3.3.

2.3.2 Uso em células a combustível

Uma célula a combustível é um dispositivo capaz de converter a energia química de um combustível em energia elétrica e calor, sem combustão via uma reação eletroquímica. Seu comportamento se assemelha à descarga de uma bateria, pois há, em seu interior, dois eletrodos, um negativo (ânodo), em que ocorre a oxidação do combustível, e outro positivo (catodo), em que ocorre a redução do agente oxidante (geralmente oxigênio do ar), separados por um meio condutor (eletrólito).

Existem diversos tipos de célula a combustível, cada uma com diferentes conjuntos eletrólito-eletrodos, com características diferentes. As mais amplamente utilizadas atualmente são as PEMFC e as SOFC (GABRIEL, 2020), como ilustrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Representação esquemática de células de tipo PEMFC e SOFC.



Siglas: PFSA = Ácido Perfluorossulfônico; Y-TZP: Zircônia estabilizada com ítria.

Fonte: Adaptado da Universidade de Cambridge, 2022.

Operando a temperaturas bastante inferiores, que variam de 90°C a 120°C, as PEMFC necessitam de um suprimento externo de hidrogênio (reformador ou eletrolisador) de alta pureza, necessitando de componentes adicionais para o condicionamento e purificação do combustível. É imprescindível a remoção de compostos (dessulfuração) de enxofre em nível de partes por

bilhão (ppb) e de CO (oxidação parcial e metanação) para uma concentração inferior a 10 partes por milhão (ppm) (GABRIEL, 2020; NREL, 2021).

No anodo, ocorre a separação das moléculas de hidrogênio do combustível em prótons e elétrons. Esses passam através de um circuito externo, criando uma corrente elétrica, enquanto os prótons atravessam a membrana diretamente em direção ao catodo, onde finalmente se recombinam com os elétrons e com oxigênio (suprido diretamente ao catodo) para gerar água e calor como subprodutos da reação. Esse tipo de célula opera geralmente com eficiência elétrica inferior às SOFC (em torno de 35% a 45%, considerando a etapa de reforma), podendo a eficiência global chegar aos 85% com aproveitamento térmico da célula de combustível. Além disso, esse tipo de célula pode variar mais rapidamente sua potência de saída, tornando-a ideal em aplicações que requerem mudanças rápidas no perfil de carga de um usuário (sistemas de backup, sistemas portáteis, geração distribuída, mobilidade). Essa característica torna a tecnologia compatível para aplicações estacionárias e de mobilidade de escala inferior a 1 kW até 100 MW (GABRIEL, 2020; NREL, 2021).

Operando em temperaturas que variam de 500°C a 1.000°C, as SOFC utilizam uma fina camada de cerâmica como um eletrólito sólido para a passagem de íons oxigênio gerados no catodo. Esses se combinam com o hidrogênio no anodo para gerar água. Devido às altas temperaturas de operação, é capaz de reformar internamente combustíveis como gás natural e biogás, o que permite um grau de pureza menor por parte do combustível, aceitando uma ampla variedade de hidrocarbonetos (monóxido de carbono, metano, etanol, entre outros). Possui eficiência elétrica alta, em torno de 60%. Eficiências ainda mais elevadas são obtidas através de cogeração com o calor de rejeito da célula a combustível, podendo a eficiência global chegar a 90%, bem superior às eficiências de máquinas térmicas convencionais. É utilizada preferencialmente em situações estacionárias para fornecimento de energia a uma residência ou comunidade, como em unidade CHP por exemplo (GABRIEL, 2020; NREL, 2021).

Mundialmente, existe um movimento na direção da mobilidade elétrica de veículos leves e ônibus utilizando sistemas de baterias associadas a motores elétricos. A participação das células a combustível na mobilidade elétrica ainda é significativamente inferior à dos veículos a bateria, porém vislumbra-se o crescimento do mercado, principalmente para ônibus e veículos pesados (SCHNEIDER, 2019).

A propulsão de qualquer classe de veículo a hidrogênio baseia-se em um conjunto de subsistemas compreendendo: um tanque de hidrogênio

pressurizado, uma célula a combustível que transforma a energia contida no hidrogênio em energia elétrica, um banco de baterias e motores elétricos que tracionam o veículo. Como em qualquer outro sistema de propulsão veicular, há necessidade de uma eletrônica embarcada de controle que integra os subsistemas mencionados (SCHNEIDER, 2019).

O papel da célula a combustível é manter o banco de baterias com energia suficiente para acionar os motores elétricos. Dessa forma, o veículo não necessita de paralisações para carregamento das baterias, dependendo apenas do dimensionamento do tanque de hidrogênio para definir a sua autonomia. Essa característica é particularmente vantajosa para os caminhões pesados e os ônibus, pois, nessa configuração, reduz-se de forma significativa o banco de baterias, com a consequente redução de peso, ampliando a capacidade de transporte de carga ou de passageiros (SCHNEIDER, 2019).

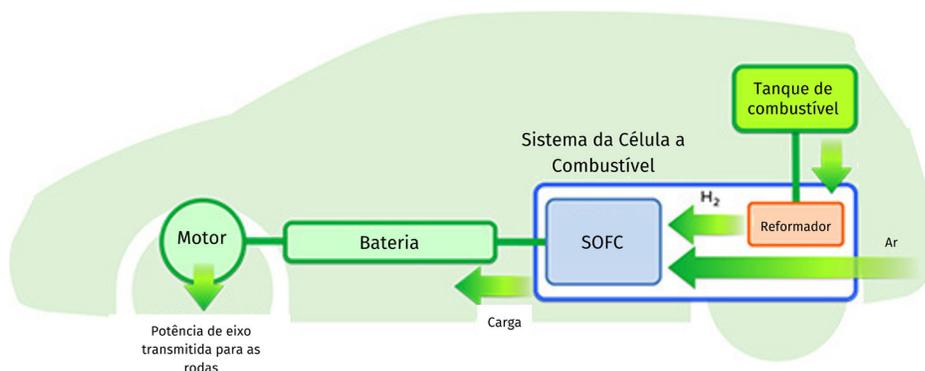
Outro aspecto relevante a ser considerado refere-se à logística de carregamento dos veículos. No caso dos veículos a hidrogênio, o abastecimento ocorre em um tempo equivalente ao necessário para o enchimento dos tanques de veículos como o ICE, enquanto o carregamento do banco de baterias de veículos elétricos puros demanda um tempo substancialmente superior, mesmo com sistemas de carregamento rápido. Essa diferença torna-se relevante para as frotas de ônibus ou de caminhões, que exigiriam nos terminais e garagens, além de um número elevado de pontos de carregamento, uma potência elétrica instalada igualmente elevada para atender a uma concentração de veículos em determinados períodos do dia (SCHNEIDER, 2019).

Nesses casos, os veículos a hidrogênio equipados com células a combustível apresentam vantagens, como alta eficiência, alta densidade de potência e possibilidade de transportar o próprio combustível, favorecendo a autonomia e eliminando tempos de recarga. Frotas de ônibus com propulsão elétrica a partir de células a combustível com emprego do H_2 já existem em diversos países ou com previsão de entrada em operação a curto prazo (Alemanha, Austrália, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, França, Holanda, Inglaterra, Itália, Nova Zelândia etc.). Com relação à utilização de sistemas semelhantes em caminhões de grande porte, as iniciativas se encontram em fase de demonstração experimental. Essa tem sido a estratégia inicial para descarbonizar o setor de transporte em grandes empresas, como Mercedes, Iveco, Hyundai e Volvo (SCHNEIDER, 2019).

Vale citar a Nissan que está pesquisando e desenvolvendo um sistema movido a SOFC, mostrado na Figura 2.9, que funcionaria com bioetanol anidro ou hidratado. O hidrogênio é obtido a partir da reforma de etanol em um reformador interno ao veículo. Em seguida, a célula a combustível gera

eletricidade que será armazenada em uma bateria interna que, por sua vez, fornece energia ao motor elétrico de propulsão. O calor gerado durante a geração de energia é reutilizado na geração de hidrogênio (NISSAN MOTOR CORPORATION, 2021).

Figura 2.9 – Sistema de célula a combustível que gera eletricidade a partir do etanol para alimentar um veículo.



Fonte: Adaptado de NISSAN MOTOR CORPORATION, 2021.

Com o aumento da população mundial e da demanda por energia elétrica nas grandes cidades, a busca por uma geração mais limpa e eficiente de energia e processos de distribuição/transmissão mais confiáveis se tornam cada vez mais necessários. O uso de hidrogênio com baixo impacto ambiental atende a esse objetivo. Adicionalmente, surgiu o processo de descentralização da geração de energia elétrica através do sistema de geração distribuída, na qual as células a combustível estão ganhando espaço. Entre as principais vantagens das células a combustível, pode-se citar (SHARAF; ORHAN, 2014):

- i. Emissões de CO e NO_x praticamente nulas e emissões de CO_2 em taxas reduzidas quando comparadas a outras máquinas térmicas.
- ii. Ausência de parte móvel, o que implica uma operação extremamente silenciosa e menor manutenção.
- iii. Eficiência elétrica elevada, permitindo, inclusive, aproveitamento do rejeito térmico (eficiência global podendo atingir 90%).
- iv. Escalabilidade permitindo a utilização de células a combustível desde aplicações portáteis até sistemas de geração de vários megawatts.
- v. Alta capacidade de integração em sistemas de armazenamento de energia.

Similarmente às aplicações envolvendo combustão, foi realizado um levantamento da literatura recente (ou seja, desde 2015) e apresentando o detalhamento das emissões dos veículos elétricos e a células a combustível, envolvendo a análise do ciclo de vida de uma ou mais etapas do ciclo de geração, armazenamento, transporte e uso do hidrogênio como visto no Apêndice 2. Para o uso final, a geração de energia elétrica via célula a combustível apresenta fatores de 0,01 kg CO₂eq/kWh e 0,03 kg CO₂eq /kWh para PEMFC e SOFC, respectivamente (GABRIEL, 2020; BICER; DINCER, 2018).

Com a plataforma desenvolvida nesse projeto, é possível calcular as emissões em um perímetro do berço ao túmulo. Os dados calculados podem ser comparados com a faixa de dados levantados por TURCONI *et al.* (2013) para as tecnologias convencionais, disponíveis na Tabela 2.7.

Tabela 2.7 – Emissões equivalentes (em kg CO₂eq/kWh) para diferentes tecnologias tradicionais de geração de eletricidade.

Fonte de energia	Emissões equivalentes (kg CO ₂ eq / kWh)
Carvão	0,660-1,050
Lignite	0,800-1,300
Gás natural	0,380-1,000
Petróleo	0,530-0,900
Nuclear	0,003-0,035
Biomassa	0,0085-0,130
Hidroeletricidade	0,002-0,020
Solar	0,013-0,190
Eólica	0,003-0,041

Fonte: Adaptado de TURCONI *et al.*, 2013.

Nessa tabela, é possível ver que, em termos de emissão de CO₂ equivalente por kWh no perímetro do berço ao túmulo, as cinco tecnologias com menos impactos são, por ordem crescente, hidroeletricidade, nuclear, eólica, biomassa e solar. Com exceção do nuclear, essas gerações a partir de recursos renováveis definem valores de referência para comparação do impacto ambiental das tecnologias envolvendo hidrogênio verde.

Em resumo, a literatura levantada ao longo desta seção mostra a viabilidade técnica de diversas rotas de produção, armazenamento, transporte, distribuição e uso final de hidrogênio. Dessa forma, foi possível levantar o estado da arte dos custos associados às rotas do hidrogênio verde, das matérias primeiras até a porta do usuário. Por fim, foi elaborado um arcabouço

inédito e amplo de valores de referências da literatura para avaliar o impacto ambiental de aplicações no setor mobilidade (marítimo e rodoviário) e geração elétrica, permitindo a comparação com casos de referência usando recursos fósseis e renováveis.

3

Modelos regulatórios e financiamento

*Adely Branquinho
Sayonara Eliziário
Caroline Chantre
Florian Pradelle
Ana Carolina Chaves*

O presente capítulo tem como objetivo apresentar, de forma consolidada, os focos de atuação dos diversos países para viabilizar a transição energética, desde a regulação e políticas públicas, arranjos institucionais, certificação e mecanismos adotados para a inserção do hidrogênio (H_2) como vetor importante para a descarbonização e diversificação das matrizes energéticas dos diversos países. No que diz respeito ao Financiamento, o capítulo mostra a inserção das políticas nas especificidades de cada país ou região tanto no foco da descarbonização quanto no da emergência energética.

Observa-se que os diversos países/regiões, mesmo com diferenças no que diz respeito a interesses estratégicos e potencialidades energéticas, focam em garantir regulação, políticas públicas e condições de financiamento para permitir a consecução dos vultosos investimentos necessários ao cumprimento das metas da transição energética.

3.1 Políticas de incentivo ao H_2

O surgimento e aplicabilidade de novas tecnologias de serviços demanda uma estrutura regulatória para seu incentivo e medidas de padronização de uso em todas as etapas da cadeia de valor. No caso do H_2 , que possui inter-relação com outros setores de infraestrutura, bem como da economia, o apoio governamental é crucial para o desenvolvimento de sua produção, transporte e armazenamento, bem como do portfólio de uso final (BEIS, 2022).

As políticas de inserção do H_2 nas economias mundiais vêm se consolidando através da implementação de planos e diretrizes, que compreendem um conjunto organizado e articulado de ações (GILLES, 2022). Ao observar a trajetória de países que apresentam de alguma forma um desenvolvimento

da economia do H₂, nota-se, em um primeiro momento, o estabelecimento de uma visão nacional que envolve, via de regra, a elaboração de um *road-map* e a divulgação de uma estratégia nacional. Além dessas medidas, identificam-se outras ações estratégicas em comum (HOARE, 2022), como:

- Definição de setores estratégicos para uso final do H₂;
- Investimentos na infraestrutura necessária para o mercado de H₂;
- Medidas de incentivos;
- Definição de requisitos e padrões de uso.

No que diz respeito às estratégias nacionais, elas se baseiam em objetivos que refletem as especificidades de cada país, ou seja, interesses particulares, recursos energéticos disponíveis, ambições, vantagens, barreiras e desafios. Entre as principais estratégias nacionais existentes, é possível identificar alguns *drivers* (WEC, 2021):

- i. Metas de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) como o principal fator para a adoção do H₂ em todas as economias;
- ii. Diversificação da matriz energética e redução da dependência de combustíveis fósseis, cujo fornecimento é concentrado em poucos países;
- iii. Balanceamento da matriz energética, em um contexto de aumento da oferta de energias renováveis, que são sazonais ou variáveis;
- iv. Crescimento econômico, tanto para economias desenvolvidas que vêm investindo em tecnologia desde o início deste século (como os países europeus, principalmente a Alemanha), como para países com grande potencial de energia renovável (por exemplo, a Austrália, a Rússia, a Espanha, o Brasil e o Marrocos) com a abertura de novos mercados.

A partir da análise das estratégias nacionais e das medidas que vêm sendo adotadas pela maioria dos países analisados, percebe-se que a formação do mercado mundial de hidrogênio verde (H₂V) ou de baixo carbono envolverá quatro estágios evolutivos:

- 1º estágio: investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para possibilitar a formação da cadeia de produção do H₂, estratégia iniciada na década passada e que persiste até hoje;
- 2º estágio: ativação do mercado na década atual (curto prazo);
- 3º estágio: crescimento sustentável após 2030 (médio prazo);
- 4º estágio: mercado amplo e bem estabelecido até 2050 (longo prazo).

No curto prazo, as economias mundiais planejam estimular o uso de diversos tipos de H₂ de baixo carbono, a fim de promover de forma eficiente a introdução da economia do hidrogênio. Já, no longo prazo, a maioria das estratégias nacionais encontra-se centrada apenas no uso de H₂V advindo de energias renováveis (WEC, 2021).

Além das metas de descarbonização, os países estabelecem metas específicas, que incluem o desenvolvimento industrial voltado para a exportação de tecnologia; o incentivo à produção de H₂V para exportação em países com maior potencialidade de custos competitivos; a estruturação e fomento do mercado interno de H₂, notadamente em aplicações utilizando células a combustível; e, a utilização de combustíveis fósseis, como o gás natural e o carvão, na produção de H₂ de baixo carbono, com a utilização de sistemas de sequestro e uso de carbono (CCUS) (IEA, 2020b).

Na maioria dos países estudados, o êxito das medidas e ações adotadas, em nível estratégico, está relacionado diretamente ao apoio a projetos de P&D, visando às atividades práticas, como projetos de demonstração associados à cadeia de valor direcionados para reduções de custos de tecnologia e ganhos de escala (HOARE, 2022). O investimento nessa atividade é um diferencial competitivo, essencial para o desenvolvimento de um mercado de consumo do H₂, bem como para o desenvolvimento de parcerias com outros atores, como fabricantes, prestadores de serviço, investidores, financiadores e poder público. Além disso, contribuem com a divulgação da segurança do uso industrial, doméstico ou de mobilidade do H₂ (IRENA, 2021a).

Atualmente, já se pode ver uma migração dos projetos de demonstração para projetos de maior escala, a serem implantados em hubs de H₂. Os chamados hubs de H₂ consistem na concentração geográfica da cadeia de valor (produção de energias renováveis, produção de H₂ verde, consumidores industriais, armazenagem e transporte), normalmente próximos a portos, reduzindo os custos de infraestrutura, estimulando o aumento de escala, fornecendo hidrogênio a vários consumidores finais e concentrando mão de obra especializada (RUF *et al.*, 2018).

Segundo levantamento da Hydrogen Council, em colaboração com McKinsey & Company publicado em 2021, foram anunciados 522 projetos de escala de no mínimo 1 MW para entrada em operação após 2030, dos quais 261 estão localizados na Europa; 121, na Ásia e China; 67, na América do Norte; 43, na Oceania; 20, no Oriente Médio e Ásia; e, 10, na América Latina. Desses, 43 são de grande porte (escala de no mínimo 1 GW) e incluem H₂ verde ou de baixo carbono, 221 são específicos para uso industrial (refinarias, amônia,

metanol, siderurgia e insumos industriais) e 133 têm como mercado-alvo o setor de transporte (HYDROGEN COUNCIL; MCKINSEY & COMPANY, 2021).

Portanto, além do desenvolvimento da cadeia de produção e das atividades a ela correlacionadas, iniciativas de ordem regulatória se fazem necessárias para a promoção da economia do H₂. Entre essas medidas e ações, destacam-se o incentivo para o uso pelo H₂ de infraestruturas existentes para gás natural (armazenamento e transporte), o desenvolvimento para a utilização do H₂ na mobilidade e a certificação do H₂, que permitirá a emissão de certificados, que poderão vir a ser utilizados no âmbito das políticas de crédito de carbono. Nos subcapítulos, a seguir, cada uma das iniciativas mencionadas será abordada de forma detalhada.

3.1.1 Incentivos ao acoplamento dos segmentos de hidrogênio e gás natural

Muitos países realizam estudos técnico-econômicos e desenvolvem projetos com interesse significativo na compatibilidade do H₂ com a infraestrutura de gás natural ou com a sua reforma. Diante desse contexto, cada país segue suas próprias linhas de pesquisa e regulação. No Reino Unido, por exemplo, o projeto HyDeploy realiza um teste de energia verde da Universidade Keele, em Staffordshire, prevendo a injeção de até 20% (em volume) de H₂ na rede existente de gás natural da universidade, alimentando 101 casas e 32 prédios da faculdade. Espera-se que a mistura de H₂ permita que os clientes continuem usando o suprimento de gás normalmente, sem que sejam necessárias alterações nos aparelhos a gás ou nas tubulações (HYDEPLOY, 2022).

Assim, ainda não é definido de maneira clara e única qual é a adição máxima de H₂ permitida na mistura, o que depende do seu impacto nas instalações existentes, tanto de transporte, distribuição e armazenagem como nos equipamentos de uso final. Em consequência, tendo em vista que poderá haver diferentes padrões de especificação de equipamentos, a elaboração de legislação específica sobre esse tema é fundamental para a implantação dessa prática.

3.1.2 Incentivos ao uso de hidrogênio no setor de mobilidade e na indústria

Um dos primeiros setores estratégicos a ser desenvolvido no mercado de H₂ é o de mobilidade, envolvendo a fabricação e a promoção do uso de veículos

movidos a células a combustível (FCEV). A implantação de infraestrutura de abastecimento, que é imprescindível para alcançar esse objetivo, demanda incentivos tanto em regulação como em apoio financeiro, já que são atividades interdependentes (DELOITTE BALLARD, 2020).

Na Bélgica, por exemplo, o imposto sobre a venda e o consumo de H₂ como combustível para transporte não é cobrado e ainda é possível incentivar a aquisição de veículos com o custo sendo dividido igualmente entre o governo federal e as montadoras. Na Espanha e na Noruega, há isenção do imposto na compra do veículo, enquanto carros com emissão zero de carbono estão isentos do pagamento do imposto de registro na Holanda. Na Alemanha, a isenção sobre o imposto de circulação anual ocorre nos primeiros dez anos, para carros registrados até 31 de dezembro de 2015, e de cinco anos, se o veículo foi comprado após essa data. Na Nova Zelândia, há isenção na taxa de uso da estrada e uma redução no seguro obrigatório. Além disso, investimentos e subsídios para infraestrutura, voltados principalmente para estações de abastecimento estão sendo facilitados, sendo possível desenvolver incentivos de uso exclusivo de passageiros (ônibus, caminhões, trens, uso marítimo), bem como o desenvolvimento de infraestrutura de abastecimento em conjunto com a compra de veículos (DOLCI, 2019).

É importante ressaltar que medidas de incentivo em outros tipos de combustíveis já foram implementadas e obtiveram efeitos positivos em situação semelhante. Esse é o caso da inserção do etanol e biodiesel, na qual a relação de preços entre esses combustíveis e os substituídos de origem fóssil foi considerada um fator condicionante para o crescimento da demanda de biocombustíveis, durante esse período (RAMOS, 2016). Ainda nesse contexto, estudos realizados sobre as externalidades de incentivos para o mercado do etanol tornou possível perceber que as ações coletivas elevam o poder de alcance dos projetos e têm a capacidade de exercer significativa influência na definição da economia, fortalecendo as políticas de redução de GEE e a introdução de combustíveis alternativos no país (HILL, 2006).

Por fim, destaca-se a necessidade de reflexão sobre algumas questões acerca dos incentivos no setor de mobilidade, principalmente para o direcionamento dessas medidas, como:

- Viabilidade do incentivo ser legislado e implementado;
- Desdobramentos da magnitude do incentivo;
- Impactos do incentivo em outros combustíveis e indústrias do país.

3.1.3 Normas e padrões de produção, armazenamento e uso do H₂

Em muitos países, a produção e armazenamento de H₂ envolve a necessidade de uma licença especial. Para locais de armazenamento inferiores a 100 kg de H₂, não há restrições administrativas, além disso, encontra-se em fase de negociação a implementação de um regime administrativo menos restritivo para o H₂ via eletrólise da água. A título de exemplo, na Espanha, independentemente da quantidade de H₂ produzido, é necessário submeter e obter uma avaliação do impacto ambiental e autorização ambiental integrada. Além disso, a legislação espanhola não diferencia as fontes de produção de H₂, todas devem cumprir os mesmos requisitos ambientais. No caso de rotas *Power-to-Hydrogen*, considerada uma atividade para “produção de compostos químicos inorgânicos”, o regime de licenciamento para tais instalações não diferencia entre diferentes vias de produção de H₂, como H₂ renovável e a reforma a vapor de metano (GOLIGORSKY *et al.*, 2022).

Existe uma série de padrões internacionais que podem e têm sido aplicados ao H₂. Padrões desenvolvidos pela Organização Internacional de Normalização (ISO) e pela Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) são adotados internacionalmente, uma vez que são organizações não governamentais, possuindo a ISO, o chamado Status Consultivo Geral que as Nações Unidas concedem a essas organizações. De forma geral, as normas podem ser emitidas tanto por um organismo de normalização nacional quanto por um internacional. Assim, a União Europeia (UE) possui também normas europeias harmonizadas emitidas pela Associação Europeia de Gases Industriais (EIGA), Comitê Europeu de Padronização (CEN) e Comitê Europeu de Padronização Eletrotécnica (CENELEC), a pedido da Comissão Europeia (CE). Nos Estados Unidos da América (EUA), também existem diretrizes emitidas por outros órgãos, como a Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos (ASME) (MORETTO; QUONG, 2022). As tecnologias atuais não atendem a esses critérios e, portanto, os regulamentos precisam ser adaptados para fornecer aos terminais e pontos de reabastecimento de veículos a H₂ e novas possibilidades, como tem feito a Alemanha (WURSTER; HOF, 2021).

Em 1990, o Comitê Técnico 197 “Tecnologias de Hidrogênio” da ISO (TC 197) foi estabelecido com o objetivo de desenvolver padrões internacionais no campo de sistemas e dispositivos para a produção, armazenamento, transporte, medição e uso geral de H₂. Até o momento, o TC 197 publicou 17 padrões ISO relacionados ao H₂, com outros 4 em desenvolvimento. Para que a aceitação do mercado global de novas tecnologias de H₂ seja alcançada, a indústria do H₂ precisará garantir a implementação de um conjunto uniforme de padrões que garantam a segurança de seus produtos e sistemas,

nestes termos, o TC 197 tem um papel fundamental a desempenhar nesse processo. O IEC, por meio do Comitê Técnico 105 “Tecnologias de Célula a Combustível”, opera para preparar padrões internacionais relativos às tecnologias de célula a combustível para todos os tipos de combustíveis e várias aplicações associadas. A EIGA é uma organização técnica e orientada para a segurança que representa a maioria das empresas europeias. As empresas associadas são incentivadas a cooperar em questões técnicas e de segurança referentes à produção, ao transporte, ao armazenamento e às aplicações, com o objetivo de alcançar os mais elevados níveis de segurança e cuidado ambiental no manuseio de gases. A EIGA também trabalha para desenvolver padrões apropriados e fornecer aos organismos conhecimento tecnológico e normalização, além de cooperar com associações nacionais e regionais de gás industrial de todo o mundo (AKIN GUMP, 2020).

Em relação ao uso de H_2 para o setor de transporte, a precisão da medição na distribuição de combustível deve atender a critérios de precisão específicos. Mas a metrologia usada atualmente é baseada principalmente em combustíveis líquidos. Assim, as normas existentes ainda estão distantes da realidade do H_2 . Atualmente, os pontos de reabastecimento em toda a UE são incapazes de cumprir o requisito relativo à implantação da ISO 17268, de bicos compatíveis (H_2 TOOLS, 2020). Ademais, os procedimentos de licenciamento para postos de abastecimento de H_2 são necessários, no que diz respeito a considerações de segurança.

3.1.4 Governança e Aceitação Pública

Medidas de governança e monitoramento são normalmente consideradas por estratégias nacionais de H_2 mais sofisticadas, que visam à alteração de estruturas regulatórias e ao advento de um novo conjunto de normas para regulações pontuais e controle de diferentes instrumentos (WEC, 2020). Tendo em vista que o novo mercado de H_2 será um verdadeiro desafio para muitas empresas e países, a criação de grupos consultivos formados por representantes da indústria, academia e governo é um elemento central na formulação e/ou implementação de atividades relacionadas ao H_2 . Na Alemanha, por exemplo, existe uma descrição detalhada das futuras estruturas de governança, incluindo um comitê de subsecretários de ministérios selecionados, bem como um Conselho Nacional de Hidrogênio e um escritório central para apoiar a tomada de decisão, que pode ser consultado no Wasserstoffrat.de. Na Coreia do Sul, a Economia do Hidrogênio e o Comitê de Promoção foram estabelecidos em 2020 para implementar o roteiro do

H₂ e servir como uma central de controle pangovernamental. Já nos demais países, essa responsabilidade é destinada ao equivalente local do Ministério de Energia (WEC, 2020).

Ademais, é possível a disseminação de conhecimento sobre a questão do H₂ por meio do alcance da aceitação por todas as partes interessadas, incluindo campanhas de gestão de conhecimento e atividades para introdução do H₂ para o grande público. A Austrália, por exemplo, defende a participação das comunidades locais nos benefícios econômicos do desenvolvimento da tecnologia do H₂ e suas cadeias de valor (COAG, 2018). Nesse aspecto, ressalta-se que investir em capacitação profissional é um dos principais caminhos para assegurar a mudança no sistema econômico, trazendo forças técnicas e de resgate que devem lidar com a tecnologia de H₂ no futuro e, assim, estimular seu crescimento natural.

3.1.5 Cooperação Internacional

Além das estruturas clássicas de governança, a cooperação internacional é reconhecida como um elemento estratégico, sendo abordada, via de regra, diretamente em nível governamental. Dado o crescente número de países inseridos em estratégias e políticas voltadas ao desenvolvimento da economia do H₂, com interesses econômicos diversos, a cooperação internacional torna-se estratégica, à medida que um mercado internacional de comércio de H₂ deve se desenvolver no curto prazo (BALL; WIETSCHERL, 2009).

Algumas estratégias de cooperação internacional têm sido adotadas como um importante instrumento de desenvolvimento, auxiliando os países a promoverem acordos intergovernamentais. Em setembro de 2020, Portugal e os Países Baixos assinaram um Memorando de Entendimento (MoU) para integrar o projeto de produção de H₂ em Sines (Portugal) com as atividades do Porto de Roterdã (Países Baixos) (PORT OF ROTTERDAM, 2021). Na Europa, a Linde, empresa de tecnologias em gases industriais, assinou um MoU com a Snam (maior operadora de gasodutos na Europa) para desenvolver projetos de P&D e infraestrutura de H₂ de baixo carbono (LINDE, 2020). Um caso de sucesso é o acordo do Japão e a Austrália, no qual o governo japonês possui interesse na importação de H₂ e a Austrália na oportunidade para o crescimento econômico (DFAT, 2022). De forma semelhante, a Alemanha pretende explorar o H₂ em regiões geograficamente próximas, como o Oriente Médio e o Norte da África (MENA) (BMWK, 2021), enquanto o Japão e a Coreia do Sul buscam explorar cooperações de longa distância.

3.1.6 Esquemas de Certificação de Garantia de Origem

Tendo em vista que o H₂ pode ser produzido a partir de fontes com inten-sidades de dióxido de carbono (CO₂) muito distintas, padrões para diferen-tes tipos de H₂, ao longo da cadeia de abastecimento, são requeridos. Des-ta forma, a certificação do H₂ se caracteriza pela avaliação do ciclo de vida de tecnologias de H₂ e pelo compartilhamento de informações e resultados analíticos em determinadas categorias de certificados (GH₂, 2022).

A certificação do H₂ é uma prioridade para países que pretendem comer-cializar H₂ e para o estabelecimento de um padrão da pegada de carbono, uma vez que fornece transparência aos compradores e melhor acesso a in-formações, facilitando o comércio de H₂ limpo e permitindo uma compara-ção precisa do H₂ produzido por diferentes fornecedores. Torna-se, assim, fundamental que os padrões de certificação sejam acordados internacional-mente por meio de uma estrutura regulatória harmonizada, com códigos e normas que permitam aos compradores se assegurar da garantia de origem do H₂ (RIEMER, 2022). Atualmente, existem diversas iniciativas em curso, com destaque para o CertifHy, devido a sua abrangência e maturidade, e para a certificação da Austrália e da Parceria Internacional para Hidrogênio e Cé-lulas a Combustível na Economia (IPHE, 2021).

3.1.6.1 CERTIFHY

O CertifHy é o sistema mais antigo de certificação para H₂ na União Europeia. É regido pelo Esquema CertifHy, formalmente aprovado em março de 2019, e encontra-se estreitamente alinhado às políticas da União Europeia, espe-cificamente às Diretivas de Energias Renováveis (RED I e II) (HINICIO, 2021). O CertifHy vem sendo implementado desde 2014 e sua trajetória pode ser dividida em três fases:

- **Fase 1 (2014-2016):** planejamento e elaboração do projeto de esquema;
- **Fase 2 (2017-2019):** infraestrutura de governança e aplicação em quatro projetos-piloto na Europa para testar o *design* do esquema;
- **Fase 3 (a partir de 2020):** implantação em toda a União Europeia, ba-seada em novas diretrizes definidas a partir das experiências obtidas nas fases anteriores (CertifHy 3).

A estrutura de gestão do CertifHy compreende: a CertifHy Stakeholder Platform, que é a plataforma das partes interessadas, estabelecida no Con-trato FCH 190 da Fuel Cells and H₂ Joint Undertaking (FCH JU) e é responsável

pelas diretrizes do esquema e pela nomeação de organismos de Certificação de Emissão; o Organismo de Certificação, responsável pela verificação (auditoria) da elegibilidade de instalações de produção e de lotes de produção; e, o Órgão Emissor, responsável pela supervisão da emissão, transferência e cancelamento do Certificado GO (*CertifHy Guarantee of Origin*) (CERTIFHY, 2022).

O registro é feito em um banco de dados operado pela Plataforma CertifHy, em que são armazenadas as contas e as diversas fases dos processos. O titular da conta (*account holder*) tem em suas contas o Registro de Certificação de Dispositivos de produção e/ou GO CertifHy e é responsável por cancelar GO quando do consumo de H₂ relativo ao GO especificado (CERTIFHY, 2022).

O GO é um documento eletrônico que atesta que uma determinada quantidade de H₂ (lote de produção) foi produzida por uma instalação de produção registrada, com qualidade e método de produção específicos atendendo a critérios de classificação CertifHy. A produção de H₂ pode ser certificada com GO de H₂ verde ou H₂ de baixo carbono. Os GO são relacionados a quantidades de H₂ (em MWh) e podem ser transferidos a usuários de H₂, de acordo com sua demanda. Quando isso ocorre, os registros desses GO são cancelados na plataforma, evitando uma dupla utilização do atestado. O CertifHy é neutro em relação à tecnologia de produção de hidrogênio (CERTIFHY, 2022).

É utilizada a abordagem do berço à porta da planta (*cradle-to-gate*), que considera as emissões dos processos de produção da energia e as do processo de produção de H₂, conforme indicado na Figura 3.1.

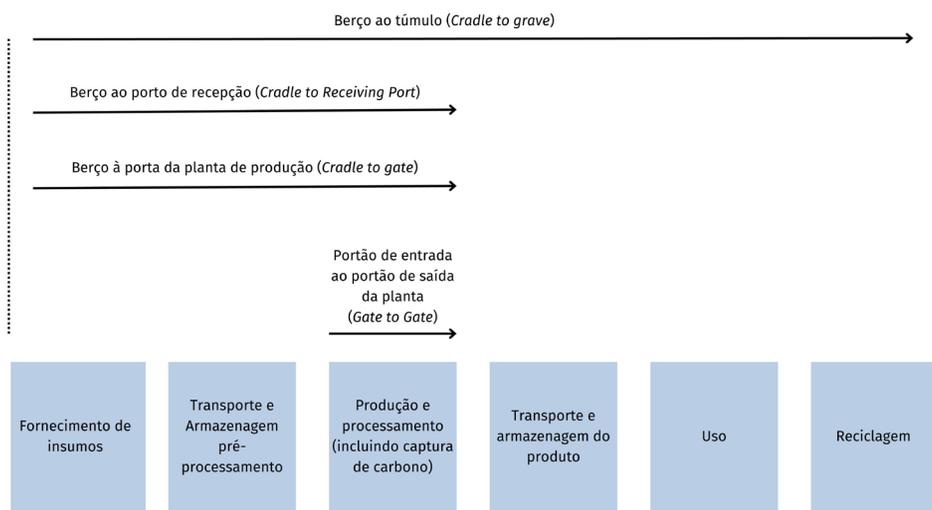


Figura 3.1 - Estrutura geral de contabilização de emissões.

Fonte: Elaboração própria, com base em COAG, 2021.

Requisitos de energia e emissões de GEE resultantes da construção e desativação de fábricas, instalações e aplicações (por exemplo, veículos) que consomem o H₂ não são considerados. Qualquer tecnologia que possa fornecer evidências de que as emissões de GEE para a quantidade total de H₂ produzido atendem aos requisitos do CertifHy pode ser incluída no escopo desse esquema GO. Foram predefinidas as seguintes tecnologias: eletrólise, reforma a vapor do metano (SMR) e processos químicos (oxidação parcial – POX, craqueamento etc.) (CERTIFHY, 2022).

O Esquema CertifHy pode ser aplicado a todos os tipos de usos de H₂, incluindo energia, mobilidade, conversão química, entre outros. A utilização de um GO confere ao usuário do H₂ as características do H₂ que deram origem ao GO (CERTIFHY, 2022).

Os Lotes de Produção poderão ser certificados como (ver Figura 3.2):

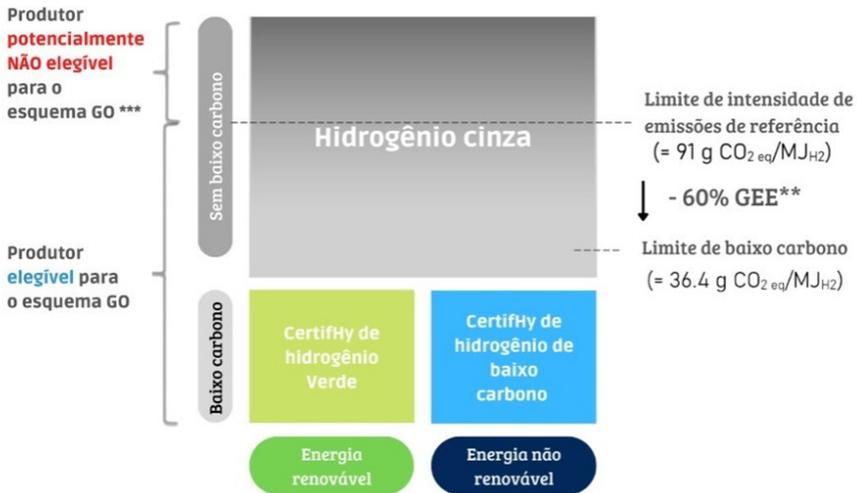
- CertifHy de baixo carbono H₂ (*CertifHy Low carbon H₂*);
- CertifHy de H₂ Verde (*CertifHy Green H₂*), na proporção da participação de energia renovável na energia total utilizada, considerando os limites estabelecidos.

O esquema de certificação considera as seguintes condições para a certificação:

- Somente instalações que produzem H₂ com emissões de GEE menores que o valor de referência de 91,0 gCO₂eq/MJ (ou seja, 95% das emissões do hidrogênio obtido por meio da reforma a vapor do metano) desde a sua inscrição na plataforma ou nos 12 meses anteriores (a duração que for mais curta) são elegíveis;
- As emissões associadas ao *CertifHy Green H₂* e ao *CertifHy Low carbon H₂* devem ser inferiores ao limite de baixas emissões, definido em 36,4 gCO₂eq/MJ, ou seja, valor de referência menos 60%.

Cada certificado CertifHy refere-se a um lote de produção e, após a emissão bem-sucedida de GO, o Titular da Conta pode começar a usar GO para transferência e cancelamento. O GO é cancelado após o uso, de modo que só pode ser usado uma vez (CERTIFHY, 2022). Todos os processos descritos podem ser observados na Figura 3.3.

Emissões excessivamente altas de GEE podem excluir uma planta de participar do esquema de Certify GO



* Melhor Tecnologia Disponível = Reforma de metano a vapor de gás natural, = >95% do mercado de hidrogênio comercial fornecido
 ** Requerimento de redução cfr RED para biocombustíveis em 2018

Figura 3.2 - Critérios para a emissão de GO.

Fonte: Adaptado de CERTIFHY, 2016.

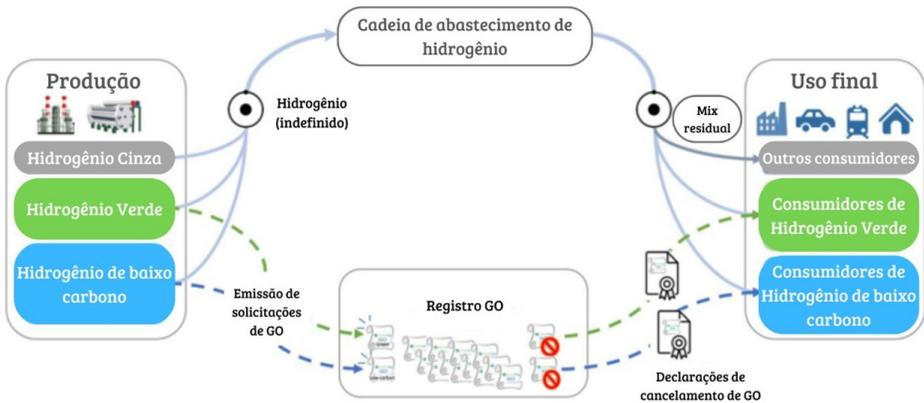


Figura 3.3 - Processo de uso da certificação CERTIFHY.

Fonte: Adaptado de VEUM et al., 2019.

3.1.6.2 CERTIFHY 3

Em outubro 2020, um Consórcio constituído pela HINICIO (empresa de consultoria em estratégia especializada em energia renovável e transporte), a associação de entidades emissoras (Association of Issuing Bodies – AIB; a associação europeia que congrega a maioria dos organismos emissores europeus de GO de eletricidade renovável e vários de GO de gás), o Comissariado de energia atômica e energias alternativas (Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives – CEA) na França, Grexel (principal entidade emissora de certificados na Europa) na Finlândia, Ludwig Bölkow-Systemtechnik (LBST), empresa de consultoria em energia, hidrogênio, mobilidade e sustentabilidade, e TÜV SÜD (empresa multinacional de serviços alemã especializada em ensaios técnicos de certificação) foram nomeados pela FCH 2 JU para liderar a fase 3 do CertifHy, que terá a duração de três anos (CERTIFHY, 2022).

O CertifHy 3 estabelecerá esquemas de GO harmonizados em toda a Europa e utilizará o trabalho anterior da CertifHy como pesquisa pré-normativa. O esquema será desenvolvido dentro de seu recém-estabelecido Grupo de Esquema de Gás (GSG), e será compatível com o artigo 19 da RED II, a Norma CEN-EN 16325, que está em processo de atualização, e os requisitos gerais do AIB para GO e outras energias (padrão AIB do Sistema Europeu de Certificação Energética - EECS). O esquema irá, portanto, facilitar a implementação harmonizada dos mecanismos de certificação, conforme metodologia descrita em relatórios emitidos pela Clean Hydrogen Partnership, uma entidade que sucedeu a FCH 2 JU (CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING, 2022).

Atualmente, a CertifHy™ está desenvolvendo um Esquema Voluntário da UE para a certificação de H₂ como Combustível Renovável de Origem Não Biológica (RFNBO) de acordo com a Diretiva Europeia de Energia Renovável. As RFNBOs serão o principal motor para o desenvolvimento do mercado de H₂ no setor de transporte e na indústria, incentivado por metas regulatórias e legislações nacionais (CERTIFHY, 2022).

A implantação nos estados-membros será necessária para testar o esquema H₂ GO. Isso vai permitir aprender com as questões que podem surgir em nível local e fornecer subsídios para uma atualização do esquema de hidrogênio renovável no AIB GSG. Paralelamente, a CertifHy Stakeholder Platform – por meio de seus grupos de trabalho – continuará a acompanhar a CertifHy, em interação com todas as partes interessadas. Ressalta-se que o CertifHy também fornecerá informações para a IPHE (Parceria Internacional para Hidrogênio e Células de Combustível na Economia) para garantir a harmonização entre a UE e a metodologia internacional em formação. Ênfase deve

ser dada ao treinamento de entidades para fornecer certificações harmonizadas e procedimentos de auditoria de acordo com os requisitos do CertifHy scheme (CERTIFHY, 2022).

3.1.6.3 IPHE

O IPHE é uma parceria intergovernamental formada em 2003 e reúne 21 países-membros e a Comissão Europeia. Entre os países-membros, incluem-se Austrália, Brasil, Chile, China, Estados Unidos, França, Holanda, Japão, Reino Unido e União Europeia. Hoje, os 22 parceiros do IPHE compartilham informações e participam nas iniciativas multinacionais de pesquisa e desenvolvimento, que promovem a introdução de H₂ e tecnologias de células a combustível em escala global. Atualmente, abriga dois Grupos de Trabalho: Grupo de Trabalho de Educação e Divulgação e Grupo de Trabalho de Regulamentos, Códigos, Padrões e Segurança.

O IPHE, em conjunto com a IEA (Agência Internacional de Energia) e o Clean Energy Ministerial (CEM)/Mission Innovation (MI), está realizando ações em colaboração em tecnologias e harmonização de regulamentos, códigos e padrões, e a coleta, análise e compartilhamento de dados para avaliar o potencial de H₂ e seu efeito sobre o CO₂ e outras reduções de emissões, tanto a montante quanto a jusante, por meio de uma variedade de vias de produção de H₂.

Assim, foi criada a Força-Tarefa de Análise de Produção de H₂ (H₂PA TF), com o objetivo de propor metodologia e estrutura analítica para determinar as emissões de GEE relacionadas a uma unidade de H₂. Essa metodologia poderá servir como uma base para um esquema de certificação; porém, não estabelecerá limites de intensidade de emissões de GEE, o que é responsabilidade de cada país. A adoção de quaisquer recomendações não é obrigatória e está sujeita ao arbítrio de cada membro.

Foram priorizadas quatro tecnologias para estudo no curto prazo, que ficaram a cargo de grupos com países líderes (IPHE, 2021):

- Eletrólise da água (Austrália), em que são avaliadas as emissões relativas ao abastecimento e tratamento de água, incluindo a eletricidade para purificação e filtragem; produção de H₂, envolvendo a eletricidade para o eletrolisador, combustível para a geração de energia elétrica e combustível para geração de vapor, no caso de eletrólise com óxidos sólidos (SOEC); compressão, purificação, secagem e/ou criogenia, envolvendo eletricidade para os equipamentos e combustível para geração de vapor;

- Reforma a vapor do gás natural com Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) (França);
- Subprodutos industriais (Holanda);
- Gaseificação do carvão com CCS (Austrália).

Para os três últimos processos, são propostas análises similares à apresentada para eletrólise, envolvendo os respectivos processos e fontes de energia. Os métodos de análise descritos na orientação atual do IPHE cobrem um sistema do berço à porta da planta (Figura 3.1), incluindo as emissões do Escopo 1 (emissões diretas de fontes próprias ou controladas pela empresa), Escopo 2 (emissões indiretas a partir da geração de eletricidade, vapor, aquecimento e resfriamento adquiridos e consumidos pela empresa) e Escopo 3 (todas as outras emissões ao longo da cadeia de valor da empresa) parciais, seguindo as categorias do GHG Protocol. As contribuições de GEE são definidas em termos de dióxido de carbono equivalente (CO_2eq). As emissões da construção, fabricação e desativação de bens de capital, incluindo dispositivo de produção de H_2 e ativos *upstream* não são consideradas. Se o armazenamento intermediário for integrado à produção de H_2 dentro da planta, as emissões a ele relativas devem ser incluídas.

As diretrizes estabelecem métodos de contabilização de emissões para os diversos processos (combustão, processo, fugitivas, fornecimento de energia e intrínsecas), definem processos de obtenção de avaliação de emissões de CO_2 equivalente e não estabelecem padrões de classificação (como verde, azul, baixo carbono ou similar), de acordo com as emissões dos lotes de produção.

Os critérios para obtenção de avaliação estabelecem que o requerente deve apresentar um pedido de verificação formal à plataforma de serviço público reconhecido pela autoridade nacional de energia. A plataforma de serviço público pode confiar a uma agência de verificação terceirizada a revisão dos documentos fornecidos pela unidade requerente, de acordo com os critérios definidos. Após a conclusão da verificação do documento, a agência de verificação deve conduzir verificação no local das informações apresentadas pelo requerente. O período de verificação no local depende da agência de verificação, mas deve ocorrer pelo menos após quaisquer mudanças no processo ou na matéria-prima.

É prevista a apresentação de diversos documentos, entre os quais o fluxograma de produção de H_2 da unidade de aplicação, a lista dos principais equipamentos para a produção de H_2 , o Relatório de Avaliação do ciclo de vida da produção de H_2 , a data de produção, a capacidade de produção, a lista de

matérias-primas para a produção de H₂ e suas emissões de GEEs associadas, o diagrama de energia/fluxo de massa e o diagrama do sistema de medição de energia. Se as instalações e equipamentos de produção de H₂ envolverem vários locais, uma lista de locais de produção, processos e processos de cada instalação devem ser apresentados, indicando a relação entre as partes e a avaliação do uso de H₂ deve ser explicada. Por fim, depois de concluir a verificação de documentos e verificação no local, a agência de verificação deve emitir a conclusão da avaliação.

3.1.6.4 Certificação na Austrália

O documento A Hydrogen Guarantee of Origin scheme for Australia, de junho de 2021 (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2021), apresentou uma abordagem inicial do Esquema GO em desenvolvimento na Austrália, baseada no esquema em desenvolvimento pelo IPHE e em consulta feita aos *stakeholders* locais, que apontou prioridades e preferências. Entre as prioridades, identificou-se a necessidade de o esquema já estar em operação no ano de 2022. Nessa ocasião, observou-se que a Austrália poderia assumir um papel de liderança no IPHE, impulsionando algumas das metodologias de contabilidade de emissões que estão sendo desenvolvidas pelo grupo. Dada a ampla representação e o progresso do IPHE até o momento, essa metodologia foi considerada mais aderente aos interesses da indústria australiana, o que levou à adesão ao esquema do IPHE, em detrimento da adesão ao CertifHy ou a uma definição de certificação com parceiros locais.

Inicialmente, devem ser analisadas a tecnologia de produção, as emissões de carbono ligadas à produção (Escopos 1 e 2), as fontes de produção e a localização da produção. Serão consideradas as três principais tecnologias de produção relevantes para a Austrália: eletrólise, gaseificação de carvão com CCS e SMR de gás natural com CCS. Essas metodologias são consistentes com aquelas em desenvolvimento pelo IPHE.

Será utilizada a abordagem do berço à porta da planta (*cradle-to-gate*) ou do ciclo de vida associadas a uma unidade de H₂. Um certificado será referido a uma tonelada de H₂ produzido e incluirá as seguintes informações: Emissões, local de produção, tecnologia de produção e fonte de energia primária. O desenvolvimento do Esquema GO de H₂ será administrado pelo Regulador de Energia Limpa, um órgão do governo australiano. Considerando que o H₂ de diferentes instalações de produção pode ser misturado entre o local de produção e o uso final, tornando difícil atribuir atributos a uma unidade

específica de produção, está sendo proposto que o GO de H₂ seja um certificado, como no CertifHy. É proposta, também, a certificação da energia renovável.

O Ciclo de Vida será contabilizado ao longo de um período de 12 meses, que é um cronograma típico para a coleta de dados para avaliações do Ciclo de Vida. Desta forma, o H₂ produzido em um período de 12 meses receberia o mesmo fator de emissão por tonelada de H₂. O IPHE também está considerando um período de 12 meses.

De acordo com a abordagem proposta para o esquema australiano, a fórmula conceitual para derivar a quantidade de emissões associadas ao H₂ é dada pela expressão a seguir.

$$\textit{Emissões totais} = \textit{emissões nos limites "cradle-to-gate"} - \textit{captura de CO}_2 - \textit{emissões de coprodutos}$$

Em que:

- As emissões incluem todas as emissões dos Escopos 1 e 2 que surgem no limite do berço à porta da planta. A dedução devida ao uso de tecnologias CCS é definida de acordo com a Determinação NGER (o esquema de Relatório Nacional de Efeito Estufa e Energia (NGER) é uma estrutura australiana para relatar e divulgar informações da empresa sobre emissões de gases de efeito estufa, produção de energia, consumo de energia e outras informações);
- As emissões atribuídas a coprodutos referem-se às de outros produtos vendáveis, produzidos por meio do processo de produção de H₂;
- Emissões associadas a bens de capital, operações gerais e corporativas não são incluídas.

3.1.6.5 Análise Comparativa dos Esquemas de Certificação

Conforme resumido na Tabela 3.1, os esquemas de certificação da UE, do IPHE e da Austrália são baseados em padrões que apresentam características em comum, no que diz respeito a critérios teóricos de contabilização de emissões (em kg de CO₂ equivalente) e de demarcação de limites operacionais (do berço à porta da planta, ou seja, Escopos 1 e 2), verificando-se diferenças em pontos específicos, como tecnologias de produção a serem consideradas no primeiro momento. Isso acena para a possibilidade de que os diversos padrões sejam convergentes em suas versões finais, o que pode garantir universalidade da certificação do H₂ (DENA, 2022). Vê-se, também,

que o mecanismo desenvolvido pela IPHE tem a possibilidade de facilitar essa convergência, uma vez que será inspiração para 22 países. No Brasil, o esquema de Certificação do H₂ está em elaboração, sob responsabilidade da CCEE (Câmara de Compensação de Energia Elétrica).

No entanto, cabe registrar que já existe no Brasil *expertise* em contabilização de emissões de carbono, por meio do Programa Brasileiro GHG Protocol, criado em 2008 (FGV; WRI, 2010). O programa é responsável pela adaptação do método GHG Protocol ao contexto brasileiro e pelo desenvolvimento de ferramentas de cálculo para estimativas de GEE. Foi desenvolvido pelo Centro de Estudos em Sustentabilidade da Fundação Getúlio Vargas (FGVces) e pelo World Resources Institute (WRI), em parceria com o Ministério do Meio Ambiente (MMA), Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) e 27 empresas fundadoras.

O Programa GHG Protocol conta com pessoal treinado pelo WRI e apoia empresas na realização de seus inventários ambientais, incluindo os seguintes aspectos: (i) contabilização, cálculo, elaboração e publicação de relatório de GEE em base voluntária; (ii) capacitação de empresas e organizações na temática de inventários e temas correlatos; (iii) plataforma *web* para divulgação pública dos inventários; e, (iv) espaço de intercâmbio de informações entre instituições públicas e privadas e modelos de gestão.

No âmbito do GHG Protocol Brasil, foi desenvolvido o Registro Público de Emissões (RPE), que é a maior plataforma de relato de emissões corporativas da América Latina, com mais de 3 mil inventários, desde 2008. Atualmente, a iniciativa conta cerca de 200 organizações inventariantes. Assim, no que diz respeito ao Brasil, pode-se dizer que já existe uma cultura e prática de contabilização de emissões, coerente com os padrões definidos para a certificação do H₂, assim como empresas de auditoria atuantes nesse segmento. Cabe ressaltar que o Brasil participa da IPHE, o que lhe garante acesso à metodologia de Certificação desenvolvida por essa instituição.

Sendo assim, pode-se apontar as seguintes tendências:

- Convergência dos padrões de Certificação a serem desenvolvidos pelos diferentes países que participam da economia do H₂.
- Com a metodologia de contabilização de emissões já desenvolvida, a participação do Brasil no IPHE e a disposição da CCEE em atuar como Certificadora da energia pode-se prever que o Brasil irá dispor das ferramentas principais para o desenvolvimento da Certificação do H₂ em tempo compatível com o dos demais países.

Tabela 3.1 - Análise comparativa dos critérios de certificação de H₂ e do critério de contabilização de emissões do Brasil.

Mecanismo de certificação	Avaliação de Ciclo de vida (ACV) – Abordagem			Estrutura de gestão	Certificação	Unidade de Referência	Local de emissão	Tecnologias
	Escopo 1	Escopo 2	Escopo 3					
Certifly	Sim. Exclui emissões associadas a bens de capital, operações gerais e corporativas.	Sim		Empresas aprovadas para o desenvolvimento das diversas ações previstas na certificação	Concessão do certificado de GO Envolve: métodos de contabilização de emissões para os diversos processos; procedimentos para avaliação de emissões de CO ₂ eq; padrões de certificação prévia dos locais de produção; classificação do lote em (verde, ou baixo carbono), de acordo com ACV de 12 meses.	Lote de produção em MWh	União Europeia e Suíça	Eletrólise, SMR e processos químicos
Certifly 3	O Certifly 3 estabelecerá esquemas de Garantias de Origem harmonizados em toda a Europa e utilizará o trabalho anterior da Certifly como pesquisa pré-normativa. Interação com IPHE, MENA, Marrocos.							
IPHE	Sim. Exclui emissões associadas a bens de capital, operações gerais e corporativas.	Sim	Sim. Parcial – (armazenamento inter-diário integrado à produção dentro da planta)	A estrutura de gestão será definida por cada país.	A metodologia será uma base para um esquema de certificação, porém não estabelecerá limites de intensidade de emissões de GEE, o que é responsabilidade de cada país. Envolve métodos de contabilização de emissões para os diversos processos; procedimentos para avaliação de emissões de CO ₂ eq; padrões de certificação prévia dos locais de produção; considera ACV de 12 meses.	Lote de produção em MWh		Eletrólise, SMR, Subprodutos industriais e gaseificação do carvão

Mecanismo de certificação	Avaliação de Ciclo de vida (ACV) – Abordagem			Estrutura de gestão	Certificação	Unidade de Referência	Local de emissão	Tecnologias
	Escopo 1	Escopo 2	Escopo 3					
Austrália	Sim. Exclui emissões associadas a bens de capital, operações gerais e corporativas. Inclui emissões atribuídas a coprodutos (produtos vendáveis produzidos no processo de produção do H ₂)	Sim		Administração do processo pelo Regulador de Energia Limpa, um órgão do governo australiano.	Concessão do certificado de GO Esquema em desenvolvimento, com base no esquema em desenvolvimento pelo IPHE e em consulta feita aos <i>stakeholders</i> locais, que apontou prioridades e preferências. Análise dos dados informados pelo requerente, como a tecnologia de produção, as emissões de carbono ligadas à produção (Escopos 1 e 2), as fontes de produção e à locação da produção. É proposta, também, a certificação da energia renovável. ACV – 12 meses O esquema já deve estar operacional em 2022.	Lote de produção em Tonelada de H ₂	Austrália	eletrólise, gaseificação de carvão com CCS e SMR de gás natural com CCS

Mecanismo de certificação	Avaliação de Ciclo de vida (ACV) – Abordagem			Estrutura de gestão	Certificação	Unidade de Referência	Local de emissão	Tecnologias
	Escopo 1	Escopo 2	Escopo 3					
Brasil	Sim	Sim	Sim, voluntário	Programa Brasileiro GHG Protocol – Consórcio FGVces, WRI, MMA, CEBDS e WBSCD	<p>Não é um esquema de concessão de GO. É um Relatório de inventário ambiental, para determinar fontes e atividades de emissão de GEE.</p> <p>Contempla a definição dos limites organizacionais do inventário (composição societária e o controle da empresa); dos limites operacionais do inventário, que envolve a avaliação das emissões nos Escopos 1, 2 e 3; a seleção da metodologia de cálculo e fatores de emissão; a coleta de dados das atividades que resultam na emissão de GEE, o cálculo das emissões; a elaboração do Relatório de emissões; e, posteriormente, o monitoramento, ao longo do tempo, da aderência das emissões reais ao que foi informado no Relatório.</p>	Emissões de CO ₂ e _q	Brasil	Empresas, grupos de empresas, setores econômicos, cidades, estados ou países

Fonte: Elaborado pelos autores.

3.2 Financiamento ao mercado de Hidrogênio

Os projetos-pilotos, de menor porte e com tecnologia não comprovada, podem captar recursos por meio de *grants*, que são recursos não exigíveis geralmente provenientes de programas e políticas públicas, o que tem sido o caso de projetos de H₂. Uma combinação de *funding* em proporções adequadas de *grants* e *equity* vem sendo utilizada para reduzir o custo nivelado de produção do H₂ (LCOH), conferindo maior facilidade de inserção do produto no mercado. O LCOH é definido como a soma dos custos ao longo da vida dividida pela soma da energia produzida ao longo da vida (JENKINS *et al.*, 2022).

A estruturação financeira de um projeto de grande porte pode se dar em diversas modelagens, envolvendo participação em capital (*equity*) ou em dívida (*debt*). As modelagens de dívida podem considerar, de um modo geral, financiamentos bancários ou emissões de títulos de dívida, como debêntures, e podem ou não envolver o acesso aos balanços dos empreendedores, ou seja, os financiadores ou os detentores das debêntures podem ou não acessar os seus ativos, em caso de inadimplência (Corporate Finance ou Project Finance, respectivamente).

3.2.1 Project Finance

O Project Finance consiste em uma estrutura mais complexa, que pode ser utilizada em projetos que apresentam suficiência, previsibilidade e estabilidade em suas receitas, de forma que os seus recebíveis possam ser dados em garantia à dívida, por meio de mecanismos (contas bancárias segregadas) que conferem automaticidade ao pagamento do serviço da dívida. O mecanismo envolve a criação de uma SPC (Special Purpose Company), em que os empreendedores investem, mas não têm possibilidade de acessar os seus ativos. É o caso dos projetos de concessões de serviços públicos, que envolvem contratos de longo prazo de prestação de serviços.

Além disso, o Project Finance abarca participação de diversos atores, como os investidores, os financiadores, os agentes administradores de contas (*trustees*), os construtores, os fornecedores dos principais equipamentos, os operadores, os fornecedores de insumos, os compradores do produto e o poder concedente, no caso de setores regulados. A estruturação financeira ocorre na fase de concepção do projeto, quando são estabelecidas obrigações (*covenants*) financeiras e não financeiras, por exemplo, índice de cobertura do serviço da dívida, índice de capitalização, publicação de balanços auditados,

premissas ambientais, a serem acompanhados por auditores independentes, com penalidades previstas para o seu não cumprimento.

De um modo geral, um projeto pode ser dividido em três fases: (i) construção; (ii) operação assistida; e, (iii) operação. A transição entre essas três fases, prevista no fechamento da estrutura financeira do projeto, se dá conforme a *performance* do projeto, refletida no atingimento dos *covenants* (SIF-FERT *et al.*, 2009).

3.2.2 Financiamento a projetos ligados à cadeia produtiva do H₂ verde

Por se tratar de uma tecnologia em desenvolvimento e ainda não difundida em larga escala, a implantação e operação de projetos da cadeia produtiva e logística do H₂ verde envolve, em suas fases iniciais, riscos tecnológicos. Assim, cada tipo de atividade deve ser avaliado de acordo com a maturidade do seu conteúdo tecnológico, buscando-se conhecer e avaliar os diversos riscos tecnológicos, como aumentos de custos e tempos de implantação, curvas de aprendizagem, escalabilidade e todos os demais relativos à *performance* técnica dos novos equipamentos e sistemas tanto na sua implantação quanto na sua operação.

3.2.2.1 Financiamento a projetos de produção de H₂ verde

Dentre outros fatores, a viabilidade dos projetos de produção de H₂ verde está associada diretamente à sua escala. No entanto, considerando que esta é uma nova tecnologia, sua implantação vem se dando em escalas menores, de forma a testar a tecnologia e sua escalabilidade.

Em um primeiro momento, considerando-se o alto risco tecnológico, os recursos para sua implantação vêm sendo providos pelos investidores e/ou por Fundos Públicos. Após comprovada a eficiência da nova tecnologia e testada a sua *performance* em escala apropriada - momento em que os riscos tecnológicos serão menos relevantes - uma estruturação financeira na modalidade Project Finance lastreada em contratos de *off-take* robustos e confiáveis poderá ser proposta.

Para isso, todos os riscos que possam impactar no fluxo de caixa da empresa terão que ser mitigados e alocados ao longo de sua estruturação financeira. Entre esses riscos, citam-se os relacionados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Mitigação de riscos na estruturação do financiamento de um projeto de H₂.

Risco	Mitigação
Risco tecnológico	Garantia de <i>performance</i> do fornecedor da tecnologia, que deverá estar comprovadamente em patamares usuais de risco.
Risco de mercado	Contratos de compra de longo prazo com cláusula de garantia de compra (<i>take-or-pay</i>).
Riscos de construção	Mitigados com contratos Engineering, Procurement and Construction - EPC (<i>turn-key lump sum</i>).
Risco de insuficiência de recursos	Análise dos investidores (grau de risco) e das demais fontes de recursos para o projeto.
Risco de suprimento de energia elétrica	Contrato firme de compra de energia com Certificado Internacional de Energia Renovável (I-REC) pelo prazo do financiamento e/ou verticalização da produção, com geração própria de energia.
Risco de escassez futura de água	Mitigado por estudos dos mananciais, contratos de longo prazo de compra de água ou pela localização da planta próximo ao mar.
Risco ambiental	Mitigado com estudos dos possíveis impactos ambientais nos diversos sistemas, como geração e alimentação de energia elétrica, abastecimento e tratamento de água, geração do hidrogênio, armazenagem e dutos de transporte do hidrogênio, entre outros.
Riscos regulatórios e políticos	Mitigados com legislação e regulação que deem segurança ao investimento, inclusive no que diz respeito aos mecanismos de crédito de carbono, importantes para a viabilização do projeto.
Outros riscos, como os referentes à aquisição de terrenos para implantação do projeto, desapropriações, transporte e armazenagem do hidrogênio, a serem levantados, mitigados e alocados entre os participantes do empreendimento.	Mitigados com sua correta avaliação e alocação.

Fonte: Elaboração própria

A estruturação financeira do projeto deverá se dar conforme as fases do Project Finance, anteriormente descritas. Da mesma forma que nos projetos de redes de abastecimento, os investidores deverão ser, em um primeiro momento, os detentores das diversas tecnologias envolvidas, gestores de *clusters* de indústrias, supridores de H₂ e gás natural e poder público.

3.2.2.2 *Financiamento a projetos de redes de abastecimento de H₂*

Nesse tipo de projeto, os riscos se devem, principalmente, aos seguintes fatores:

- nova tecnologia ainda não testada em larga escala e desconhecida pela população;
- dependência do projeto em relação ao desenvolvimento da indústria e do mercado de FCEV, que pode não se realizar na velocidade estimada no Plano de Negócios;
- possibilidade de competição no setor de abastecimento, quando o mercado começar a performar, reduzindo a fatia de mercado inicialmente prevista para o empreendimento.

Esses projetos têm investidores com diferentes estratégias, que visam desenvolver os seus negócios, como fabricantes de automóveis a célula a combustível, fornecedores de tecnologia de abastecimento, operadores atuais de postos de abastecimento e fornecedores de H₂.

No que diz respeito aos financiadores, considerando-se o fato da tecnologia ainda não estar madura, espera-se que, em um primeiro momento, o projeto seja financiado pelos investidores ou por recursos públicos, caso o poder público considere o projeto estratégico. À medida que o mercado for amadurecendo, o apetite dos bancos de desenvolvimento e bancos públicos, assim como dos financiadores privados (bancos comerciais, fundos), vai crescer até que o mercado bancário assumo o crédito. Tendo em vista que esses projetos não se caracterizam por suficiência, previsibilidade e estabilidade em suas receitas, de forma que os seus recebíveis possam ser dados em garantia aos financiadores, eles deverão ser financiados na modalidade Corporate Finance.

3.3 Experiência internacional a respeito dos mecanismos de financiamento

Esta seção trata de descrever os mecanismos propostos pela UE, em particular a Alemanha, e pela Austrália no objetivo de financiar projetos em toda a cadeia do hidrogênio. Serão focadas essas regiões, em função de estarem em estágio institucional mais avançado na economia do hidrogênio. No capítulo 4, o leitor terá a possibilidade de analisar como esses mecanismos participam das políticas e do modelo econômico dessas regiões e de outras. O caso do Brasil será discutido de maneira aprofundada no capítulo 5.

3.3.1 União Europeia

A fim de mobilizar financiamento para cobrir as necessidades de investimento a curto prazo em energia, a CE propõe ações para viabilizar *funding* para implantação de projetos e ações elencadas no REPowerEU (EC, 2022c) tanto em se tratando da UE quanto das transferências para os países-membros, por meio de atribuição de fundos adicionais, de remanejamento de recursos não utilizados. A fim de assegurar um desembolso rápido, a Comissão apresentará um instrumento flexível para ajudar os estados-membros a mobilizarem recursos privados e adotou, em dezembro de 2022, um ato delegado para acelerar a concessão e o reembolso de projetos de eficiência energética e de projetos de energias renováveis por meio de regimes de reembolso normalizados no âmbito da política de coesão.

A Comissão colaborará igualmente com os Estados-Membros na promoção do desenvolvimento de agências de energia regionais e locais como balcão único para projetos no domínio da energia. As regras em matéria de auxílios estatais são plenamente aplicáveis às reformas e aos investimentos incluídos nos capítulos REPowerEU. Incumbe a cada Estado-Membro assegurar que essas medidas cumpram as regras da UE em matéria de auxílios estatais e sigam os procedimentos aplicáveis em matéria de auxílios estatais. Considerando o cenário geopolítico recente, a Comissão analisará formas de facilitar o controle dos auxílios estatais no âmbito das medidas REPowerEU, limitando simultaneamente as distorções da concorrência, tendo em conta a urgência sem precedentes de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis russos.

O Mecanismo Interligar a Europa – Energia (MIE-E) (EC, 2022c) apoiará projetos de interesse comum não executados pelo mercado ou não executados de outra forma no prazo necessário para atingir os objetivos do REPowerEU. A Comissão lançou um novo convite à apresentação de propostas ao abrigo do MIE Energia para projetos de interesse comum, com um orçamento total estimado em cerca de 800 milhões de euros. Os projetos bem-sucedidos serão selecionados ainda no segundo semestre de 2022 para apoiar os projetos de infraestruturas mais urgentes, necessários para concretizar as prioridades do REPowerEU. No início de 2023, a Comissão lançará outro convite à apresentação de propostas ao abrigo do MIE Energia para projetos de interesse comum que possam não estar prontos para o convite desse ano.

Os Estados-Membros podem ponderar a adoção de medidas fiscais para apoiar os objetivos do REPowerEU, a fim de incentivar a poupança de energia e reduzir o consumo de combustíveis fósseis. Entre essas medidas fiscais adicionais podem ser citadas as reduções e isenções da tributação de veículos,

para a aquisição e para a utilização de veículos elétricos e a H₂, deduções fiscais relacionadas com a poupança de energia e a eliminação progressiva de subsídios prejudiciais para o ambiente.

A proposta da Comissão relativa à revisão da Diretiva Tributação da Energia (DTE) contribui para os objetivos do REPowerEU, ao fixar sinais de preços para reduzir o consumo de combustíveis fósseis e poupar energia; neste capítulo, a Comissão pede aos Estados-Membros que cheguem rapidamente a um acordo.

O Programa InvestEU mobilizará financiamento privado para apoiar uma vasta gama de investimentos que contribuem para a consecução das metas estratégicas do REPowerEU, partilhando riscos com parceiros de execução. A Comissão colaborará estreitamente, e no âmbito da abordagem da Equipa Europa, com o Grupo EIB (European Investment Bank), outros parceiros de execução do Programa InvestEU e os Estados-Membros da UE, com vista a acelerar a concessão de empréstimos, o financiamento misto e os produtos de aconselhamento no domínio das energias renováveis, da eficiência energética e das redes de eletricidade.

A fim de permitir que o Fundo de Inovação cubra 100% dos custos pertinentes em caso de concurso, o Parlamento Europeu e o Conselho devem examinar rapidamente a proposta de alteração da Diretiva Regime de Comércio de Licenças de Emissão no que respeita ao Fundo de Inovação. Posteriormente, a Comissão adotará de forma célere a alteração necessária do ato delegado que cria o Fundo de Inovação.

3.3.2 Alemanha

Para incentivar o investimento em H₂ verde para exportação, o governo alemão lançou a iniciativa H₂Global, criada pela agência de desenvolvimento sustentável (GIZ) e pela associação alemã de H₂ e células a combustível (DWV), definindo uma estratégia com orçamento de 2 bilhões de euros (US\$ 2,4 bilhões) para apoiar projetos no exterior até 2030.

O esquema H₂Global foi aprovado pela Comissão Europeia por decisão de 20 dezembro de 2021 e pelo Ministério Federal para Assuntos Econômicos e Proteção Climática (BMWK) por decisão de 23 de dezembro de 2021. Pequenas modificações do esquema H₂Global estão atualmente em discussão com a BMWK e espera-se que seja aprovado até o fim de 2022. Destaca-se ainda que, em julho de 2022, o governo alemão lançou uma consulta pública para colher comentários sobre a proposta de condições para o primeiro leilão a ser conduzido no país (BMWK, 2022).

A iniciativa prevê uma estrutura de leilão duplo para projetos de produção de H₂ verde com capacidade maior ou igual a 100 MW, bem como a exportação dessa *commodity* para a Alemanha. A operacionalização desses leilões será feita pela Empresa de Rede Intermediária de Hidrogênio (HINT.CO GMBH), por meio de acordos de compra de longo prazo com o exportador (Hydrogen Purchase Agreements - HPA) e contratos de revenda de curto prazo (Hydrogen Sales Agreements - HSA) no mercado local (HSA). Nesse modelo, as diferenças existentes entre os preços de oferta e de demanda são temporariamente compensadas por um mecanismo de suporte com base na abordagem contratos por diferença (CFD). Como as receitas de venda dos HSAs, inicialmente, não devem ser suficientes para cobrir os custos de compra sob os HPAs, o BMWK comprometeu-se com 900 milhões de euros em financiamento para compensar a diferença entre as tarifas de venda e os preços de compra.

A precificação é realizada por meio da contatação da oferta com o menor preço proposto e da venda pelo maior preço de venda proposto. Assim, a diferença de preço a ser compensada é minimizada. Outros critérios para a concessão do contrato de compra de H₂ verde e seus derivados incluem aspectos de sustentabilidade e o grau de maturidade dos projetos. Dessa forma, os investidores têm segurança para o planejamento de suas plantas de eletrólise de grande porte, pois podem ajustar seu modelo de negócios e financiamento aos contratos de compra de longo prazo, enquanto o mercado local não é impactado por aumentos de custos de energia decorrentes de uma tecnologia mais cara. Como os contratos de venda serão de curto prazo, eventuais ajustes regulatórios e no mercado poderão vir a reduzir a diferença dos preços de compra e venda e a necessidade de fundos para compensar os custos de diferença será gradualmente reduzida até que o preço de compra e o preço de venda convirjam completamente no futuro.

A HINT.CO GmbH pretende adquirir três produtos à base de H₂: amônia verde, metanol verde e e-querosene verde, a serem entregues em portos na Alemanha, Holanda ou Bélgica. Para cada produto, haverá um leilão e a HINT.CO GmbH prevê a conclusão de um HPA para cada produto. Durante todo o período de entrega (previsto para 2024 – 2033), o valor total do contrato de cada HPA será de aproximadamente 300 milhões de euros. Após um breve período de aceleração em 2024 e 2025, o valor anual do contrato será de cerca de 34 milhões de euros a partir de 2026 (Valor do Contrato). Isso corresponde ao valor máximo de financiamento comprometido pela BMWK em pagamentos de parcela anual. O valor total do contrato para cada produto

pode variar em até 20%, mas, no total para todos os produtos, não ultrapassará os 900 milhões de euros.

A HINT.CO GmbH funcionará como intermediária e formadora de mercado, concluindo HPAs com os vendedores e HSAs com a HSA clientes e assumindo geralmente os riscos de que o preço de compra dos produtos possa exceder o valor de mercado atual e, portanto, os preços de venda dos produtos alcançáveis sob as HSAs. Seu papel será meramente administrativo, não havendo previsão de que exerça um papel ativo no manuseio dos produtos, que deve ser de responsabilidade do vendedor até o ato da entrega aos clientes finais. O HPA refletirá essa abordagem alocando responsabilidades e riscos de acordo. O início de desembolsos está previsto para 2024 ou alternativamente 2025.

3.3.4 Austrália

Recentemente, o governo australiano assumiu o papel de remover as barreiras à implantação, além de incentivar a ação voluntária e o investimento privado em tecnologias prioritárias de baixas emissões. Nesse sentido, ao longo do tempo, o país vem estimulando a transição energética de forma gradual. Diante desse contexto, a Austrália avançou para a economia do H₂, estimulando investimentos em P&D em tecnologias de produção de H₂ para comercialização no mercado interno e de exportação. São estimados investimentos de pelo menos AUD\$ 20 bilhões (cerca de US\$ 13,4 bilhões²) até 2030.

Para garantir maior impacto na aceitação pública, a atuação do governo envolve diversas instituições com atuação complementar, conforme indicado na Figura 3.4, a saber: ARENA (Australian Renewable Energy Agency), CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation), CEFC (Clean Energy Finance Corporation), AEMO (Australian Energy Market Operator), AEMC (Australian Energy Market Commission), AER (Australian Energy Regulator), ESB (Energy Security Board) e indústrias inovadoras. O papel de cada uma será descrito em detalhe a seguir.

A CSIRO trabalha com universidades, institutos de pesquisa e indústria para desenvolver tecnologias e apoiar a aceitação comercial em muitas áreas da economia, incluindo tecnologias de baixa emissão. As áreas de pesquisa relevantes da CSIRO incluem produção limpa de H₂, armazenamento de energia, descarbonização industrial e redução de emissões agrícolas. A CSIRO também estabeleceu um programa de ciência e pesquisa multidisciplinar

² Câmbio adotado: AUD\$= 0,716 US\$.

orientado para impulsionar as principais atividades de demonstração e investimento em áreas de alta importância para a Austrália.

Pesquisa básica	Pesquisa aplicada	Demonstração	Desenvolvimento/comercialização	Crescimento do mercado	Difusão
	ARENA				
	AUSTRALIAN RESEARCH COUNCIL				
	COOPERATIVE RESEARCH CENTERS				
	CSIRO				
				CEFC	
					CER
			MODERN MANUFACTURING INITIATIVE		

Figura 3.4 - Institucionalidade de apoio financeiro a projetos de energias renováveis.

Fonte: Elaboração própria baseada em Australian Government, 2021.

Em 2018, a instituição desenvolveu o “Roadmap Nacional do Hidrogênio”. A estratégia vem sendo atualizada por meio de Low Emission Statements (LETS), em função de novas prioridades em relação a novas tecnologias e aplicações, com alocações de recursos para apoio a projetos. O LETS 2020 previu AUD\$ 1,9 bilhão (cerca de US\$ 1,36 bilhão) para apoio de projetos em H₂ limpo, armazenamento de energia, materiais de baixo carbono (aço e alumínio), captura de carbono e carbono do solo (carbono sólido armazenado nos solos. Inclui tanto a matéria orgânica do solo quanto o carbono inorgânico como minerais de carbonato).

A segunda edição de LETS de setembro de 2021 previu, além do AUD\$ 1,9 bilhão (cerca de US\$ 1,36 bilhão) previsto no LETS 2020, a aplicação de AUD\$ 1,7 bilhão (cerca de US\$ 1,36 bilhão), distribuído da seguinte forma:

- US\$ 464 milhões em hubs de H₂ limpo, definidos como regiões onde vários produtores, usuários e potenciais exportadores de hidrogênio nos mercados industrial, de transporte, exportação e energia estão localizados;
- US\$ 250 milhões em tecnologias de hubs de CCS;
- US\$ 565 milhões em parcerias internacionais, entre as quais destacam-se países como Alemanha, Japão, Coreia e Reino Unido;
- AUD\$ 73 milhões (US\$ 52 milhões) em sequestro de carbono do solo e suplementos alimentares para animais.

No que diz respeito às pesquisas, o governo australiano apoia a pesquisa colaborativa liderada pela indústria por meio de doações no âmbito do Programa de Centros de Pesquisa Cooperativa (CRC). Os CRCs estabeleceram projetos em áreas de força competitiva que se alinham com as prioridades do governo, incluindo o desenvolvimento e implantação de tecnologias prioritárias de baixas emissões. Entre os diferentes CRCs, destacam-se: Future Fuels CRC, Blue Economy CRC, RACE for 2030 CRC, Future Energy Exports CRC e Heavy Industry Low-Carbon Transition CRC.

Já o Australian Research Council (ARC) expande o conhecimento e a inovação para o benefício da comunidade australiana financiando, fornecendo conselhos, avaliando a qualidade, o envolvimento e o impacto de pesquisas. O ARC é a principal agência de financiamento de pesquisa não médica do governo australiano. O Conselho foi estabelecido pelo Australian Research Council Act 2001 e fornece financiamento de pesquisa competitivo para acadêmicos e pesquisadores de universidades australianas. O ARC administra uma média de AUD\$ 800 milhões em doações todos os anos. As bolsas são concedidas a indivíduos, equipes de pesquisa e centros de grande escala por meio do Programa de Descoberta, que apoia indivíduos e pequenas equipes, e o Programa de Ligação do ARC, voltado para parcerias nacionais e internacionais entre pesquisadores e empresas, indústria, organizações comunitárias e outras agências de pesquisa com financiamento público. O ARC também forneceu cerca de US\$ 33 milhões em subsídios para a pesquisa de H₂.

O Modern Manufacturing Initiative (MMI) apoia projetos desde a demonstração de mercado até a expansão comercial. Isso inclui traduzir pesquisas de alta qualidade em produtos comercializáveis, integrar produtos intermediários em novas cadeias de valor domésticas e globais, entrar em novos mercados e criar colaborações transformacionais *business-to-business* e *business-to-research*.

O CEFC opera com o setor privado para demonstrar a viabilidade financeira de tecnologias de baixas emissões quase comerciais e a bancabilidade de novos fluxos de receita. O CEFC adota uma abordagem comercial, fornecendo suporte em dívida e em capital para empresas e projetos que implantem tecnologias comprovadas de baixa emissão e desenvolvam e comercializem tecnologias de energia limpa em estágio inicial e avançado. Investe em armazenamento de energia e fez seus primeiros investimentos em H₂, sequestro de carbono do solo e infraestrutura de transmissão elétrica.

O Cooperative Research Centres (CER) administra esquemas do governo australiano para medir, gerenciar, reduzir e compensar as emissões de GEE da Austrália. Eles incluem o Fundo de Redução de Emissões (ERF) e o

Mecanismo de Salvaguarda, a Meta de Energias Renováveis, o Esquema Nacional de Relatórios de Energia e Estufa e o Registro Nacional Australiano de Unidades de Emissões. Desde o LETS 2020, o CER desenvolveu um novo método ERF para apoiar a CCS. O CER também está desenvolvendo estruturas e plataformas de certificação para dar confiança a investidores e consumidores à medida que novas tecnologias e indústrias evoluem. Elas incluem o Esquema de GO para o H₂, em colaboração com o Departamento de Indústria, Ciência, Energia e Recursos, e a Australian Carbon Exchange.

Criada em 2012, a ARENA (ARENA, 2021a) é uma entidade pública sem fins lucrativos que fornece assistência financeira para: i) pesquisa em tecnologias de energia renovável; ii) desenvolvimento, demonstração, comercialização ou implantação de tecnologias de energia renovável; e, iii) armazenamento e compartilhamento de informações e conhecimento sobre tecnologias de energia renovável, maximizando os benefícios de projetos anteriores e em andamento. Com *expertise* em política energética, mercado australiano de energia, tecnologia e também em Project Finance, a ARENA apoiou, desde sua criação, 602 projetos relativos a energias renováveis com AUD\$ 1,77 bilhão (US\$ 1,27 bilhão), em um valor total de AUD\$ 7,75 bilhões (US\$ 5,55 bilhões), permitindo uma alavancagem média de 1:3,38.

Em geral, a ARENA fornece assistência financeira na forma de doações (*grants*). Em certas circunstâncias, onde há a possibilidade de lucro de um projeto no futuro, pode negociar um mecanismo de recuperação de parte ou de todo o financiamento. A cada ano, a ARENA faz um planejamento para os três anos seguintes, com definição de objetivos e prioridades no âmbito do General Funding Strategy (GFS). Somente são aprovados projetos que se enquadrarem no GFS.

As prioridades de investimento da ARENA em 2020-2021 foram direcionadas do apoio direto a tecnologias de geração de energia renovável para projetos que apoiam a integração de energias renováveis no sistema elétrico, aceleram o desenvolvimento da indústria de H₂ para uso doméstico e exportação e apoiam a indústria a reduzir as emissões. Dessa forma, a agência age para impulsionar a inovação em energia solar fotovoltaica, baterias e outras formas de armazenamento de energia, biocombustíveis, H₂, energia solar térmica, energia oceânica, armazenamento de energia em usinas hidrelétricas reversíveis, energia distribuída e resposta à demanda.

Entre os segmentos direcionados para pesquisa, desenvolvimento, implantação e comercialização, no Planejamento Estratégico 2021 da ARENA, destacam-se:

- P&D em tecnologias de produção de H₂ para comercialização no mercado interno e exportação;
- Produção de H₂V na Austrália a um custo médio abaixo de US\$ 2/kg de H₂;
- Cadeias produtivas para metais (aço e alumínio) com baixas emissões;
- H₂V ou de baixa emissão produzido usando energia renovável ou com CCS;
- Redução do custo médio de compressão de CO₂, transporte central e armazenamento na Austrália para menos AUD\$ 20/tonelada de CO₂ equivalente;
- Redução do custo médio de medição do carbono do solo na Austrália para menos de AUD\$ 3/hectare/ano.

Ademais, o governo australiano anunciou que vai prover a ARENA de AUD\$ 50 milhões (US\$ 35,8 milhões) para apoiar projetos em estágios iniciais, sob a forma de financiamento concessional (modalidade de crédito usada na Austrália para incentivar setores, com condições mais favoráveis que as do mercado) ou capital (ARENA, 2021a). A operação da agência conta com recursos públicos, retorno das operações e outros recursos livres de impostos.

No período 2020-2021, a carteira de projetos da ARENA somou AUD\$ 1,3 bilhão (US\$ 929 milhões), em 289 projetos, dos quais 31 projetos de H₂ responderam por AUD\$ 61,6 milhões (US\$ 44,1 milhões). Desses, 50% são projetos de demonstração; 16%, de P&D; 23%, pesquisas em universidades; 10%, estudos de viabilidade; e, 1%, outros. A ARENA apoia projetos nos segmentos Aceleração do H₂V, Redução de emissões na indústria, Captura de Carbono e Hubs de Hidrogênio, entre outros.

Para o segmento de Aceleração do H₂V, a ARENA convidou, em 2020, sete empresas a se candidatarem para apoio por meio do Fundo para o Desenvolvimento de H₂ Renovável, no valor de AUD\$ 70 milhões, cerca de US\$ 50 milhões (Rodada de Financiamento de Implantação de Hidrogênio Renovável da ARENA). Os projetos deveriam ter eletrolisadores de no mínimo 5 MW e, preferencialmente, maiores que 10 MW, com energia renovável e prever vários usos finais, entre os quais: transporte, injeção em gasodutos, produção de amônia, uso industrial e geração de energia. Foram pré-selecionadas as seguintes empresas: ATCO Australia Pty Ltd, Australian Gas Networks Limited, BHP Billiton Nickel West Pty Ltd, Engie Renewables Australia Pty Ltd, Macquarie Corporate Holdings Pty Limited e Woodside Energy Ltd. As empresas solicitaram AUD\$ 200 milhões (US\$ 143 milhões) de apoio da ARENA, em investimentos que totalizam AUD\$ 500 milhões (US\$ 358 milhões). Três

projetos receberam aprovação condicional de financiamento para instalar eletrolisadores de 10 MW cada: i) Engie Renewables Australia (Engie), receberá até US\$ 42,5 milhões para produzir H₂ renovável em parceria com a Yara Pilbara Fertilizers em sua fábrica de amônia existente em Karratha, Austrália Ocidental; ii) ATCO, que receberá até US\$ 28,7 milhões para produzir hidrogênio para a mistura de gás em seu Clean Innovation Park em Warradarge, Austrália Ocidental; e, iii) Australian Gas Networks (AGIG), que receberá até US\$ 32,1 milhões para construir um eletrolisador de 10 MW em escala comercial para produzir H₂ limpo para um projeto de injeção nas redes de gás em seu Hydrogen Park Murray Valley em Woodonga, Victoria.

Além disso, foram aprovados projetos para demonstração da utilização do H₂ para firmar energias renováveis. A primeira planta de demonstração de US\$ 8,9 milhões também recebeu US\$ 5,7 milhões do Plano de Recuperação do Governo da Austrália Ocidental, incluindo US\$ 1 milhão do Renewable Hydrogen Fund. Outros projetos no portfólio de H₂ incluem atividades de P&D, estudos de viabilidade para projetos de grande escala, como produção de amônia e geração de energia, e demonstrações em menor escala em áreas como mobilidade e microrredes.

No que diz respeito à redução de emissões na indústria, em 2020-2021, foram destinados *grants* no valor de US\$ 11,3 milhões à Alcoa para testar a eletrificação da produção de vapor para aquecimento de processo em sua refinaria de alumina Wagerup, na Austrália Ocidental. O governo apoia, com US\$ 3,9 milhões, o projeto de geração de energia a partir de resíduos sólidos da Renergi na passagem da fase de demonstração para a de pré-comercialização. A ARENA também concedeu US\$ 579 mil à Rio Tinto para avaliar a viabilidade da calcinação de H₂ em sua refinaria de alumina Yarwun em Gladstone, Queensland.

Os investimentos em CCS ocorrem por meio do Fundo de Desenvolvimento CCUS, do qual US\$ 50 milhões foram concedidos a seis empresas para pilotar, demonstrar e apoiar a implantação comercial de tecnologias CCUS. Isso inclui captura e remoção direta do ar, captura e armazenamento geológico das operações da usina e captura e uso de CO₂ na produção de materiais de construção.

Entre os projetos financiados pela ARENA, destacam-se o Crystal Brook Hydrogen Superhub e o projeto EYRE Peninsula Gateway. O primeiro liderado pela Neoen Australia, com apoio do Governo da Austrália do Sul, produção de 20 t H₂/dia, investimento de AUD\$ 230 milhões, com recursos públicos locais e privados. Já o segundo é um projeto de produção de H₂ verde e amônia, a ser implantado pela H₂U, uma empresa de tecnologia australiana com

foco no desenvolvimento de infraestrutura de hidrogênio a partir de fontes de energia renovável. A fase inicial (demonstração) desse projeto prevê a integração de uma planta de eletrólise de 75 MW e uma instalação de produção de amônia de 120 toneladas/dia, principalmente para abastecimento doméstico, com potencial para expansão posterior através de uma fase de exportação. O projeto recebeu apoio financeiro de AUD\$ 12 milhões (US\$ 8,6 milhões) do Governo da Austrália do Sul, sendo AUD\$ 7,5 milhões (US\$ 5,4 milhões) em financiamento e AUD\$ 4,5 milhões (US\$ 3,2 milhões) em *grants*, por meio do South Australian Government Renewable Technology Fund.

Por fim, o apoio financeiro australiano conta, também, com recursos dos governos locais e da National Energy Resources Australia (NERA), uma organização sem fins lucrativos financiada pelo governo federal que trabalha com parceiros do governo, da pesquisa, da ciência e da indústria, para ajudar a descarbonizar o setor de energia da Austrália. A NERA está focada em alavancar baixas emissões e tecnologias digitais para apoiar a transição energética da Austrália, ao mesmo tempo que crescem pequenas e médias empresas (PMEs) e cadeias de suprimentos inovadoras. A NERA trabalha com parceiros do setor de energia para melhorar o desempenho da Austrália na comercialização de inovação e ampliação de tecnologias.

*Sayonara Eliziário
Vinícius Botelho
Allyson Thomas
Ana Carolina Chaves
Caroline Chantre
Eduardo T. Serra
Florian Pradelle
José Vinícius
Kalyne Brito
Luana Bezerra
Adely Branquinho*

A economia do hidrogênio (H_2) é objeto de um conjunto de estratégias e políticas públicas identificadas em nível global, sobretudo nos últimos anos. Ressalta-se que a presente pesquisa se iniciou em 2021 e, a partir daí, o número de projetos e investimentos propostos cresceram em ritmo muito rápido, e diversas novas iniciativas surgiram trazendo novas oportunidades e desenhos de mercado. Posto isso, este capítulo tem como objetivo central apresentar as principais experiências internacionais no que tange à estruturação e ao desenvolvimento da economia do H_2 , abordando países que merecem destaque de análise, seja pelas ações já estabelecidas, seja, até mesmo, pelo grande potencial de contribuição, em nível mundial, para a economia do H_2 .

Com respeito à Europa, local onde concentram-se mais de 30% dos investimentos em H_2 no mundo, é analisada a União Europeia (UE) como um todo, além dos países Alemanha, Portugal e Reino Unido, em separado; na América, os Estados Unidos e o Chile; na Oceania, a Austrália; na Ásia, a China e o Japão e a região do Oriente Médio; e, Norte da África (MENA). Observa-se, então, que a seleção é capaz de proporcionar visões a partir de países e regiões posicionados como importadores (Alemanha e Japão), exportadores (Austrália, Chile, Portugal e MENA), autossuficientes (Estados Unidos e Reino Unido) e ainda sob uma visão geral, com potencial de fornecimento de tecnologias (UE e China).

Destaca-se, assim, que o capítulo está dividido em dez seções, ordenadas por continente, além desta introdução e uma seção de visão geral, que apresenta o *status* global das estratégias e políticas anunciadas. Cada uma das seções apresentará o estudo dos casos selecionados a partir de quatro tópicos principais, que são:

- i. Perfil da matriz energética e elétrica dos países;
- ii. Histórico de Desenvolvimento;
- iii. Papel do Hidrogênio na Economia;
- iv. Modelos de Mercado, Econômico e Políticas.

4.1 O papel de estratégias nacionais na economia do hidrogênio

No âmbito da estruturação da economia do H_2 , um aspecto central observado é a necessidade de uma política industrial norteadora, ou seja, a criação desse mercado global não é apenas uma função de fatores técnicos e econômicos, sendo moldada, também, pela dinâmica geopolítica e pelo engajamento de diferentes *stakeholders* (RAMOS *et al.*, 2022). As estratégias e planos de ação voltados ao H_2 , já desenvolvidos por mais de 30 países, adquirem contornos geopolíticos, à medida que esse mercado emergente se consolida. A valorização de especificidades regionais, a necessidade de redução da dependência energética e, ao mesmo tempo, a visualização de vantagens estratégicas neste mercado são elementos basilares da visão de longo prazo dos países (VAN DE GRAAF *et al.*, 2020). Nesse sentido, novas relações comerciais emergem com o estabelecimento de uma dinâmica internacional entre países importadores e os países potencialmente exportadores de H_2 , bem como por meio de questões econômicas e estratégicas particulares (RAMOS *et al.*, 2022; IRENA, 2022).

Apesar da maioria das estratégias nacionais para o estabelecimento de uma economia do hidrogênio ter se desenvolvido recentemente, é possível destacar a posição pioneira de alguns países, assim como os principais aspectos técnicos, econômicos e regulatórios daqueles que estão liderando a economia do hidrogênio. A Figura 4.1 apresenta o nível de desenvolvimento da economia do hidrogênio, em um contexto global, a partir do anúncio de políticas públicas ou apoio a projetos.

Os desafios relacionados à transição energética apresentam-se de forma diferente para cada país, estando relacionados majoritariamente à

disponibilidade de recursos energéticos, como também à capacidade de estimular financeiramente as mudanças necessárias. Assim, o desenvolvimento de cooperações estratégicas será amplamente necessário para que as metas climáticas firmadas no Acordo de Paris sejam cumpridas.



Figura 4.1 - Desenvolvimento da economia do hidrogênio no mundo.

Fonte: Elaboração própria com dados da WEC (2020), IEA (2021e) e MME (2021c).

Nesse sentido, cabe destacar que a transição energética em países como o Japão e os europeus, cujo desenvolvimento energético é limitado, apresenta-se como uma necessidade não só relacionada ao cumprimento das metas climáticas, mas também à questão de independência energética dentro da complexidade do contexto geopolítico atual. Isso faz com que a grande força motriz do desenvolvimento da economia do hidrogênio esteja centrada na estruturação desses países e na capacidade deles de absorverem adequadamente a demanda de hidrogênio. O desenvolvimento da dinâmica internacional da economia do hidrogênio verde e de baixo carbono enfrenta o que se denomina de “o dilema do ovo e da galinha” entre a oferta e a demanda: sem a demanda, os investimentos em produção em larga escala tornam-se arriscados; ao mesmo tempo, a ausência de economia de escala mantém a tecnologia em patamares de custo elevados (IRENA, 2022). Assim, considerando que se trata de uma indústria nascente, cujas condições econômicas

e financeiras não proporcionam a competitividade necessária para inserção no mercado atual, acordos de cooperação têm sido firmados entre países cujas potencialidades são complementares, criando uma expectativa de novos fluxos comerciais globais, como apresenta a Figura 4.2.

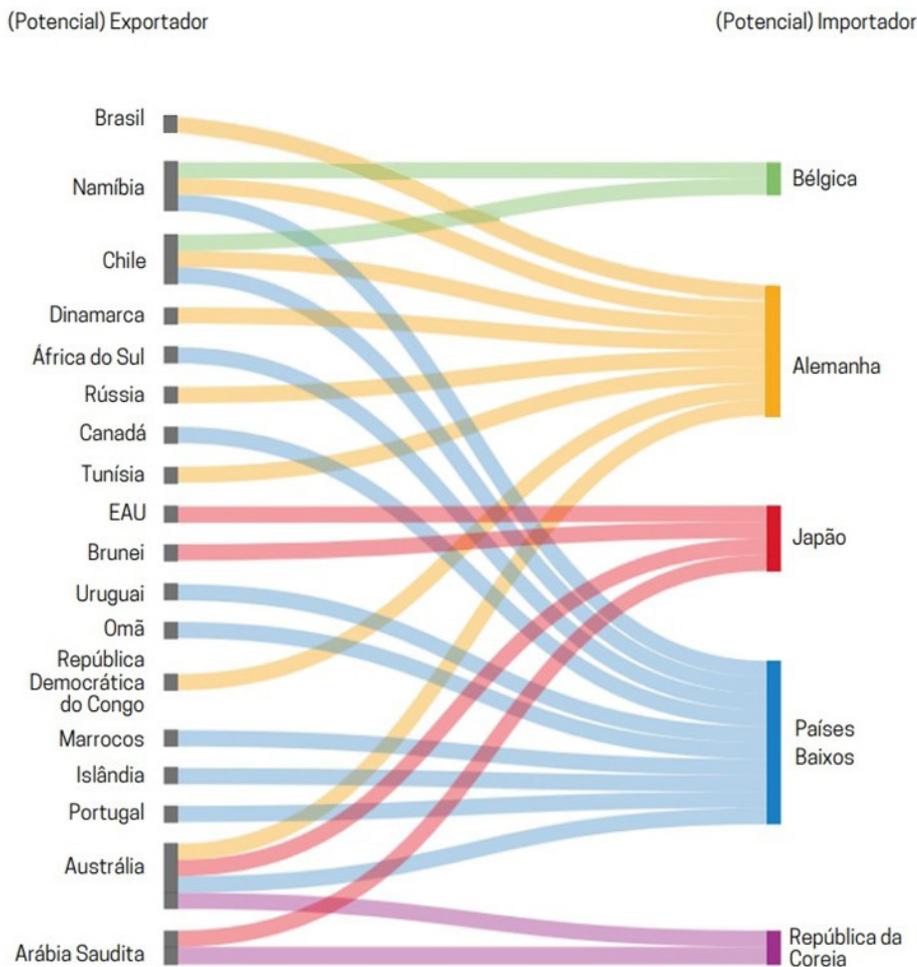


Figura 4.2 - Cooperações Internacionais Firmadas com Base em Acordos Bilaterais e em Memorandos de Entendimento (até nov. 2021).

Fonte: Adaptado de IRENA, 2022.

Essa figura é resultado de um levantamento, não exaustivo, de acordos bilaterais e Memorandos de Entendimento (MoU) anunciados publicamente (IRENA, 2022). A aliança entre Brasil e Alemanha para o desenvolvimento do H₂V, iniciada em 2020, foi incluída na imagem. Além disso, destaca-se

o MoU entre o porto de Pecém (Brasil) e o porto de Roterdã (Países Baixos) e a empresa Enegix Energy (Austrália), desenvolvidos em 2021. A análise dessas relações será objeto do capítulo 5, destinado à experiência nacional. Em nível internacional, apesar das crescentes iniciativas, muitas estão em estágios iniciais de estudo e desenvolvimento, fazendo com que a seleção e análise dos países esteja relacionada às intenções de desenvolvimento.

4.2 União Europeia

4.2.1 Perfil energético

Em 2020, cerca de 70% da oferta interna de energia europeia era satisfeita a partir de combustíveis fósseis, como petróleo, gás natural e carvão. No mesmo ano, 57,5% dos combustíveis consumidos no país eram importados, revelando uma significativa – e crescente – dependência de importações. Todavia, a produção de energias renováveis está aumentando a um bom ritmo: entre 2010 e 2020, a produção de energia a partir de renováveis teve um aumento de 40%, enquanto gás natural e petróleo apresentavam uma queda de 62% e 35%, respectivamente (EUROSTAT, 2022). No que diz respeito à energia nuclear, as capacidades desativadas superaram as instaladas. É possível observar as matrizes energéticas e elétrica na Figura 4.3.

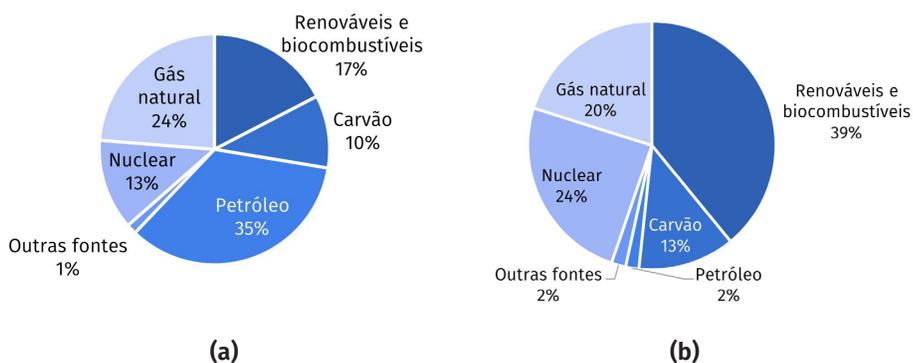


Figura 4.3 – Matrizes (a) energética e (b) elétrica da União Europeia em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da Eurostat, 2022.

Preocupados com a dependência externa em relação a essas fontes de energia e com os altos níveis de poluição, a região definiu a energia como prioridade política. Suas políticas energéticas traçadas pela Estratégia 2020 possuem o objetivo de obter 20% da energia consumida a partir de

fontes renováveis e um aumento de eficiência energética em 20%. As emissões de dióxido de carbono (CO₂) associadas dependem, em grande medida, do grau de utilização de energia nuclear e de energias renováveis de cada país. No lado da demanda, o setor de transportes destaca-se como principal consumidor de energia, responsável por cerca de 30% do consumo final de energia na região, com tendência de aumento desde a década de 1990 – sobretudo em termos de aviação internacional (EUROSTAT, 2022).

4.2.2 Histórico de Desenvolvimento

O interesse na temática do hidrogênio na UE se intensificou a partir da formação do International Partnership for Hydrogen and Fuel Cell in the Economy (IPHE), em 2003. Em 2004, foi criado o Fuel Cell Technology Platform, um programa tecnológico europeu para o H₂ e outras fontes limpas de combustível, que contribuiu com a definição de estratégias para a inserção de células a combustível e hidrogênio.

No que tange ao desenvolvimento de metas nonexo clima-energia na UE, elas podem ser verificadas no Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), que vem atuando como pilar tecnológico da política climática e energética da UE desde sua adoção, em 2008. As metas exigem o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes do ponto de vista energético, principalmente na geração de energia elétrica, considerada um desafio em função dos seus impactos na economia, meio ambiente e sociedade (PANDEV *et al.*, 2017).

Com o Acordo de Paris e o aumento das preocupações com as mudanças climáticas, em 2019 foi publicado o “European Green Deal”, estabelecendo meta de emissão zero de carbono até 2050, além do “Hydrogen Roadmap Europe”. Em 2020, a Comissão Europeia (CE) publicou os documentos “A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe” e “EU Strategy for Energy System Integration”, definindo estratégias para a transição do sistema elétrico europeu para um sistema neutro em emissão de GEE até 2050. Nesses documentos, o hidrogênio é apontado como investimento prioritário para o atingimento das metas do Acordo de Paris e dos objetivos de neutralidade climática do European Green Deal (EC, 2020b; FCH 2 JU, 2019).

A “European Clean Hydrogen Alliance”, criada em 2020 como parte da estratégia da Europa, tem como objetivo central apoiar o desenvolvimento de uma indústria competitiva de H₂ na Europa. Para tal, são delineadas duas principais ambições: a criação de um mercado de escala industrial para oferta e demanda de H₂ e a descarbonização dos setores com maior índice de emissões de GEE ou aqueles difíceis de reduzir (EC, 2020b). Além disso, a

aliança identifica e integra projetos em toda a cadeia de valor do H₂, promovendo a cooperação de agentes e criando parcerias relevantes para a pesquisa, desenvolvimento e inovação voltadas para o H₂ (EC, 2020c). A Estratégia Europeia de H₂, lançada logo após o início da pandemia de covid-19, evidencia que o objetivo de impulsionar a produção de H₂ verde e de baixo carbono é fundamental para a recuperação da UE, à medida que viabiliza a geração de empregos e o crescimento sustentável como questões centrais no período pós-pandemia. No contexto da recuperação econômica pós-pandemia, o H₂ tem se destacado como investimento prioritário no Next Generation EU. Ainda mais recente, o REPowerEU também inclui o H₂ como um acelerador do processo de transição energética na Europa, impulsionada pela guerra da Rússia-Ucrânia.

O REPowerEU (EC, 2022c) visa reduzir rapidamente a dependência europeia dos combustíveis fósseis russos, propondo um conjunto adicional de ações em relação às diretrizes climáticas já existentes, como as do Objetivo 55 apresentadas em 2021, sem alterar a ambição de alcançar, pelo menos, a redução de 55% de emissões líquidas de GEE até 2030 e a neutralidade climática até 2050. Sendo assim, as ações adicionais propostas destinam-se a:

- i. Diversificar a oferta de energia, com a criação de uma plataforma energética para a aquisição comum e voluntária, entre países da UE, de gás, GNL e hidrogênio;
- ii. Acelerar a transição da Europa para as energias limpas e reduzir a dependência de combustíveis fósseis;
- iii. Investir um adicional de 210 bilhões de euros até 2027, que se somarão ao necessário para concretizar os objetivos das propostas do pacote Fit for 55. Estima-se que, somados, os pacotes permitirão à UE poupar anualmente, até 2030, 80 bilhões de euros em despesas de importação de gás, 12 bilhões de euros em despesas de importação de petróleo e 1,7 bilhão de euros em despesas de importação de carvão;
- iv. Acelerar a implantação do hidrogênio, com ênfase em setores de difícil redução de emissões (como o aço, que tem a meta de 30% da produção primária descarbonizada até 2030), discussão sobre normas de produção e utilização final de H₂ e implantação da infraestrutura destinadas à produção, importação e transporte de 20 milhões de toneladas de H₂ até 2030.

Percebe-se, assim, que para a Comissão Europeia, o hidrogênio renovável é fundamental para alcançar emissões líquidas de carbono zero até 2050,

além de ser um foco crescente de atenção para os gigantes industriais do continente. Nesse sentido, ao longo dos últimos anos, a UE desenvolveu um conjunto de políticas voltadas para tecnologias e vetores estratégicos para a construção de uma Europa sustentável e limpa no futuro.

4.2.3 Papel do Hidrogênio na Economia

A UE tem como principais *drivers* de desenvolvimento de uma economia do hidrogênio, a diversificação do suprimento energético, o crescimento econômico, o apoio nacional ao desenvolvimento de novas tecnologias e a integração das energias renováveis (D'APRILE, 2020).

Apesar das diferenças associadas aos objetivos e especificidades regionais, as estratégias apresentam um reconhecimento compartilhado de que o H_2 é um elemento essencial para um sistema energético descarbonizado. Entre os principais objetivos associados ao papel do hidrogênio destacam-se:

- i. Proporcionar o crescimento econômico sustentável e a criação de empregos. Nesse sentido, espera-se a criação, direta e indiretamente, de 1 milhão de empregos no longo prazo;
- ii. Contribuir no alcance das metas de redução das emissões de GEE;
- iii. Desenvolver e fortalecer as tecnologias europeias de hidrogênio, especialmente de eletrolisadores, estações de reabastecimento e células a combustível em escala, ampliando a vantagem competitiva do bloco europeu;
- iv. Fornecer flexibilidade para o sistema elétrico de forma proporcional à integração e expansão das energias renováveis;
- v. Abastecer a demanda de energia renovável de centros de consumo distantes por meio do uso do hidrogênio como vetor energético;
- vi. Contribuir na redução da poluição do ar;
- vii. Diversificar a matriz energética.

Na UE, o uso do hidrogênio está especialmente focado nos setores de transporte e indústria. No setor de transporte, o foco é a aplicação em veículos de carga pesada, como ônibus, caminhões, trens, navios e aviões. Os veículos leves, por sua vez, são apenas mencionados para usos comerciais, como no caso dos táxis, mas tem sido, atualmente, um dos principais vetores de desenvolvimento do mercado de produção e consumo do hidrogênio. No setor industrial, o uso do hidrogênio encontra-se focado na indústria

química e petroquímica, com destaque para as refinarias com a substituição do uso intensivo de carbono na produção de amônia e metanol. Além dessas, menciona-se as indústrias de ferro e aço, em que o hidrogênio poderia contribuir para neutralização do carbono no processo de redução do minério de ferro.

Em linhas gerais, percebe-se que, apesar de estabelecer o H₂ verde como prioridade a longo prazo, a região está focada em reduzir as emissões de GEE e diversificar suas fontes energéticas, inserindo formas de produção com baixa emissão de carbono, que desempenharão um papel importante a curto e médio prazo, como se pode observar pela Figura 4.4.

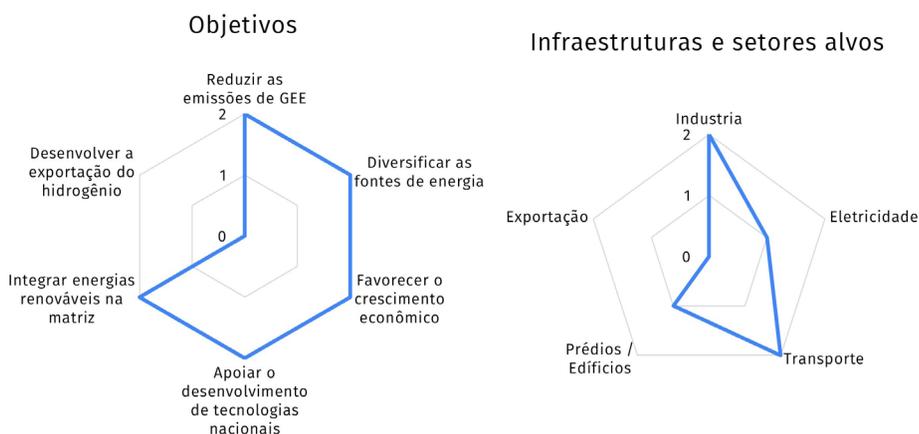


Figura 4.4 - Principais Estratégias da União Europeia.

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos dados do WEC, 2020.

4.2.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

Em linhas gerais, as políticas da União Europeia visam criar incentivos que permitam reduzir o *gap* de custos entre o hidrogênio verde e o hidrogênio de base fóssil, estimulando o *take-off* da cadeia de valor do H₂ verde e de baixo carbono. Para tal, os planos estratégicos na União Europeia são delineados a partir de objetivos estratégicos com base em três principais etapas, abrangendo o período de 2020 e 2050, apresentadas de forma resumida na Tabela 4.1.

O orçamento europeu de financiamento público previsto para aumentar a capacidade de produção do hidrogênio é elevado e amplo, do qual cerca de 180 a 470 bilhões de euros, até 2050, inclui a expansão de geração de energia por fontes renováveis. Por outro lado, os investimentos diretamente

voltados para o H₂ com emissões de carbono reduzidas são estimados entre 3 e 18 bilhões de euros, para o mesmo período. O Programa *Next Generation EU*, que é mais abrangente, apresenta um fundo de recuperação massivo de 750 bilhões de euros e trata o hidrogênio como investimento prioritário.

Um importante ator no financiamento na UE foi a Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH 2 JU), atualmente sucedida pela Clean Hydrogen Partnership. O FCH 2 JU é uma parceria público-privada (PPP) formada pela Comissão Europeia, indústrias e a comunidade de pesquisa, visando facilitar o desenvolvimento de projetos integrados de hidrogênio e sua cadeia produtiva, disseminando informações relativas à sua implantação e apoiando, inclusive financeiramente, o desenvolvimento tecnológico, a demonstração e a introdução no mercado das tecnologias do H₂ (FCH 2 JU, 2020).

Tabela 4.1 – Metas Estimadas pela Comissão Europeia.

Estágio	Principais objetivos	Estratégias e Metas
2020-2024	<ul style="list-style-type: none"> - Descarbonização de setores existentes - Novas aplicações de uso - Produção local 	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidade de eletrolisadores de 6 GW e 1 milhão de toneladas de H₂ em 2024; - Mistura do hidrogênio ao gás natural, até 2024; - Produção do H₂ próxima ou nos próprios centros de demanda (descentralização); - Necessidade de instalação de infraestrutura de captura e uso de carbono.
2025-2030	<ul style="list-style-type: none"> - Cooperação com países vizinhos - Infraestrutura transnacional - Mercado de H₂ eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> - 10 milhões de toneladas de H₂ verde em 2024; - Capacidade instalada de eletrolisadores de 80 GW, em 2030, 40 GW serão instalados nos Estados-Membros e o restante, 40 GW, em países terceiros; - Início da infraestrutura de H₂ de transporte e distribuição em toda a UE, incluindo parcial reaproveitamento da rede de gás existente e <i>clusters</i> (“vales de hidrogênio”); - <i>Retrofit</i> da produção de H₂ com base fóssil com CCS; - Estabelecimento de uma rede de postos de abastecimento de H₂; - Desenvolvimento de instalações de armazenamento de H₂ em larga escala; - Desenvolvimento do comércio internacional de hidrogênio.
2030-2050	<ul style="list-style-type: none"> - Maturidade tecnológica e econômica do H₂V - Aplicação em larga escala 	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidade de eletrolisadores de 500 GW.
Sem prazo definido		<ul style="list-style-type: none"> - 400 estações de abastecimentos adicionais, sem prazo de inserção definido; - Transformação de portos em centros de energia, permitindo o comércio internacional de H₂ e combustíveis sintéticos.

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos dados do WEC, 2020.

Investimentos adicionais têm sido realizados através dos Projetos de Interesse Comum (Projects of Common Interest – PCIs). Os PCIs são projetos voltados para a promoção do crescimento e desenvolvimento da infraestrutura, suportados, em geral, pelos EU's Cohesion Fund, European Regional Development Fund (ERDF), European Investment Bank (EIB) e European Fund for Strategic Investments (EFSI) (EC, 2013).

Um dos instrumentos financeiros propostos para a viabilização econômica do H₂ verde diante do H₂ cinza é o Carbon Contracts for Difference (CCfD), um contrato de longo prazo, com contrapartida pública, que remunera o investidor ao pagar a diferença entre o preço de exercício do CO₂ e o preço real no European Emissions Trading System (EU-ETS), cobrindo a lacuna de custos e fornecendo o incentivo para o desenvolvimento inicial. O EU-ETS é um instrumento de mercado com base no princípio *cap and trade* que atua na redução de emissões por meio do estabelecimento de um limite – constantemente revisado e reduzido – de GEE emitido pelas instalações. As empresas podem comprar ou vender as chamadas licenças de emissões, gerando um comércio entre os participantes do sistema (EC, 2021b). Dessa maneira, há um custo associado à emissão de CO₂, levando a um incentivo econômico para que as empresas reduzam sua participação nas emissões e, indiretamente, invistam em tecnologias limpas. Para 2030, os setores incluídos no EU-ETS (energia, indústria intensiva em energia e aviação civil) possuem uma meta de redução de 43% das emissões sobre o nível de 2005, a ser atingida pela combinação dos países-membros. Para os demais setores, cada país-membro teve as suas metas individuais estabelecidas (OIES, 2020).

A experiência internacional da União Europeia nesse mercado contribui diretamente para a formulação de normas, regulamentos e boas práticas quanto ao uso do hidrogênio em outras regiões do mundo. No entanto, cada estado-membro possui suas ambições e preferências, particularidades que se refletem em cada uma das estratégias nacionais.

De forma geral, citam-se, a seguir, algumas das principais medidas regulatórias europeias:

- Possibilidade de implementação de quotas mínimas de participação de hidrogênio renovável em certos usos e aplicações pela revisão da Renewable Energy Directive (RED);
- Introdução de um sistema de certificação harmonizado para as tecnologias e combustíveis de baixo carbono;
- Revisão da Energy Taxation Directive com o intuito de evitar a dupla taxação do hidrogênio;

- Revisão das regulações Trans-European Networks for Energy (TEN-E), Trans-European Transport Network (TEN-T) e do Alternative Fuel Infrastructures (AFID) e revisão do escopo do Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) e da legislação interna do mercado de gás para garantir uma coordenação no planejamento da infraestrutura e apoio às estações de abastecimento de hidrogênio (HRSS);
- Desenvolvimento de uma agenda de investimento e a construção de um projeto de pipeline por meio do European Clean Hydrogen Alliance;
- Estímulo à produção de hidrogênio renovável com base em fertilizantes por intermédio do Horizon Europe Program.

No ano de 2021, a CE propôs à European Climate Law, que visa transformar em lei o objetivo estabelecido no European Green Deal, reduzir as emissões de GEE em 55% até 2030, em comparação com os níveis de 1990. A lei também visa garantir que todas as políticas da UE contribuam para esse objetivo, contando com a participação de todos os setores da economia, abordando as etapas necessárias para atingir a meta de 2050 (EC, 2021b).

No mesmo ano, a CE publicou o “Fit for 55”, um conjunto de propostas que visa fortalecer oito tópicos legislativos existentes (EC, 2021a). Essa combinação de políticas objetiva um equilíbrio entre preços, metas, padrões e medidas de apoio, com a utilização de receitas e regulamentações para promover a inovação e mitigar os impactos para os vulneráveis. Ademais, inclui novos requisitos e metas para a descarbonização da indústria, com mecanismos de apoio para a incorporação de novas tecnologias, inclusive a inclusão de novos setores no sistema EU-ETS e a majoração da meta de redução de emissões dos setores já cobertos pela EU-ETS para 61% em 2030, em comparação com os níveis de 2005. O pacote prevê, também, a criação do Mecanismo de Ajuste da Fronteira de Carbono – Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), que garante que o preço do carbono dos produtos importados será pago pelos próprios produtores. O CBAM será gradualmente implementado em determinados setores, evitando o chamado “vazamento de carbono”, pelo qual mais de 50 setores receberam alocações gratuitas que totalizaram 37% das emissões do EU-ETS em 2015. Por meio do mecanismo, todas as emissões de CO₂ – incluindo aquelas incorporadas nas importações – podem ser precificadas de acordo com os preços dos certificados no EU-ETS.

No que diz respeito às diretivas e às regulações, as mais relevantes e que abarcam a questão do hidrogênio são: AFID; Clean Vehicle Directive (CVD); Renewable Energy Directive (RED II); CO₂ emission standards for light-duty vehicles (LDVs); e, Heavy-duty vehicles (HDVs).

Na UE, as atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) relativas a hidrogênio e células a combustível são apoiadas pela parceria público-privada Clean Hydrogen Partnership (ou Clean Hydrogen Joint Undertaking), no âmbito do Horizon Europe. Entre 2014 e 2020, por meio do Horizon 2020, a FCH JU teve um orçamento de 665 milhões de euros, que é complementado, pelo menos, com um nível equivalente de investimentos da indústria e parceiros de pesquisa. Entre 2014 e meados de 2019, foram iniciados 91 projetos, que, em conjunto, receberam um total de 460 milhões de euros de financiamento da FCH JU, dos quais cerca de 42% foram direcionados ao setor dos transportes, 43% para o setor de energia e 15% para os demais temas. Em geral, os projetos mais proeminentes e visíveis foram associados à demonstração de veículos elétricos com célula a combustível (FCEV) e infraestrutura, como o projeto “Hydrogen Mobility Europe” (H2ME 1 e 2) com orçamento de 170 milhões de euros. Igualmente digno de nota é o projeto REFHYNE, que visa à produção de hidrogênio verde para uma refinaria utilizando um eletrolisador de 10 MW, o maior eletrolisador Proton Exchange Membrane (PEM) do mundo (REFHYNE, 2022).

O Horizon Europe vai apoiar projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) no período de 2021 a 2027 com um orçamento de cerca de € 95,5 bilhões, em complementaridade com investimentos nacionais, regionais ou privados. Isso inclui € 5,4 bilhões do NextGenerationEU para impulsionar a recuperação econômica e tornar a UE mais resiliente para o futuro, bem com um reforço adicional de € 4,5 bilhões. A Comissão concede financiamento sob a forma de bolsas, prêmios e financiamento a pesquisadores de excelência para promover as suas atividades e para desenvolver infraestrutura de pesquisa.

A cooperação internacional e desenvolvimento de projetos de H₂ verde em países vizinhos e regiões estratégicas é um elemento central dos objetivos de longo prazo da UE (EC, 2020b). Nesse sentido, países como a Austrália, o Brasil e o Chile, que possuem elevada capacidade de geração de energia por meio de fontes renováveis, vêm se posicionando como potenciais exportadores de H₂ verde para a UE. Alinhada a essa estratégia de importação de hidrogênio para descarbonização e diversificação energética encontra-se a Alemanha que, no contexto do desenvolvimento da economia do hidrogênio, é um dos países centrais da UE e que será abordado de forma mais detalhada no próximo tópico.

4.3 Alemanha

4.3.1 Perfil energético

A Alemanha ainda depende de combustíveis fósseis, com a maior parcela proveniente do carvão de linhito, com elevada intensidade de carbono. Todavia, o governo federal espera limitar as emissões a 32%, em comparação com os níveis de 1990.

Desde 1990, quando os combustíveis fósseis respondiam por cerca de 87% da matriz energética da Alemanha, o perfil de consumo energético vem evoluindo, no sentido da introdução de combustíveis menos poluentes (Figura 4.5). Esse movimento foi prejudicado pela queda importante de 43% na participação da energia nuclear, a partir de 2011, em reação ao acidente nuclear de Fukushima. Esse efeito foi mais acentuado na Alemanha que na Europa, onde a queda foi de 11%.

A participação das energias renováveis na matriz energética da Alemanha cresceu e atingiu 50,2% no primeiro semestre de 2020, como pode ser visto na Figura 4.5. Particularmente, quando se trata de energia elétrica, a participação de energias de baixo carbono na matriz elétrica atinge 60%, incluindo nuclear, sendo 53% de fontes renováveis. Desde 2010, o país iniciou um grande plano para tornar seu sistema de energia mais limpo e eficiente, a *EnergieWende*, adotando uma estratégia para um caminho energético até 2050, que inclui uma acelerada eliminação da energia nuclear até 2022. Para alcançar as metas propostas, o uso do carvão será eliminado gradualmente até 2038 e a maior parte do fornecimento de energia será transferida para fontes de energia renovável.

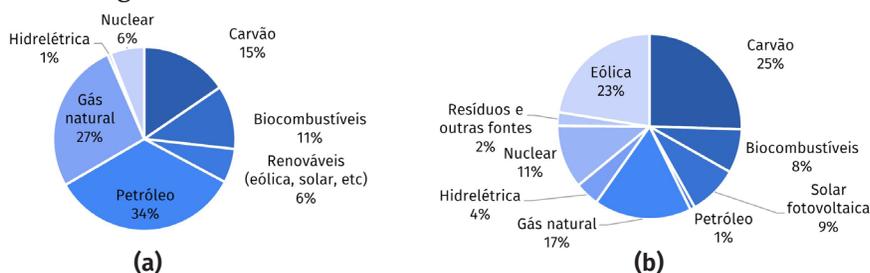


Figura 4.5 – Matrizes (a) energética e (b) elétrica da Alemanha em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

Na União Europeia, a Alemanha tem sido líder em energia eólica e solar *offshore*, tendo aumentado suas metas para 20 GW de eólica *offshore* até 2030 e 40 GW até 2040. Destaca-se que, em 2018, com uma geração de 110 TWh, representou 17% da matriz elétrica alemã. O crescimento da geração solar se

verifica basicamente a partir de 2015, e em 2018 essa fonte representou 7% na matriz elétrica (EU COMMISSION; DG ENERGY, 2020).

Vale destacar a importante participação de combustíveis importados na matriz energética da Alemanha (77%), que importa mais de 95% de petróleo, seus derivados e gás natural, e mais de 85% do antracito que consome (EU COMMISSION; DG ENERGY, 2020). Essa dependência energética se mostra como uma importante motivação pelo desenvolvimento da indústria do H₂ verde na Alemanha, além das motivações econômica e ambiental.

As maiores emissões são provenientes dos setores de eletricidade pública e aquecimento, com 36%, o que pode ser explicado pelo intenso uso do carvão nesses setores. O setor de transportes apresenta a segunda maior fonte de emissões, com 25%, e especificamente na indústria siderúrgica e nas refinarias, onde estão os primeiros setores a serem descarbonizados, representaram 8% (EU COMMISSION, DG ENERGY, 2020).

4.3.2 Histórico de Desenvolvimento

Na Alemanha, o hidrogênio foi adotado como vetor energético do processo de transição energética em curso, a fim de alcançar as metas de neutralização de emissão de GEE, conquistar maior segurança energética e, ainda, estimular a economia a reagir aos efeitos da pandemia da covid-19. A meta é atingir 5 GW de capacidade de produção de hidrogênio por meio da eletrólise até 2030.

O incentivo à indústria do H₂ vem ocorrendo desde 2010, com investimentos do governo em torno de 700 milhões de euros para o desenvolvimento de tecnologia, entre as quais destacam-se as células a combustível. Essa prática deve consumir recursos da ordem de 2 bilhões de euros entre os anos de 2016 e 2026, destinados à formação de um ambiente de pesquisa tecnológica e à transferência de tecnologia dos laboratórios para o mercado.

A União Europeia estabeleceu metas de redução de emissões para 2030, das quais a Alemanha é adepta. Nos setores incluídos no EU-ETS (setores de energia, indústria intensiva em energia e aviação civil) foi implantada a cobrança de uma taxa por CO₂ emitido de 25 euros/t, com previsão de reajustes anuais a partir de 2022 (APPUNN, 2021).

Em 2019, foi posta em prática a Lei Nacional do Clima (National Climate Law), que aprofundou os compromissos da Alemanha, fixando as metas de redução das emissões em 55% para 2030. A lei também declarou que a Alemanha perseguirá a neutralidade de GEE até 2050 e criou uma comissão de especialistas em clima. Destaca-se que as diretrizes dessa lei têm que ser

consideradas por entidades estatais nas suas decisões e planos. O mesmo instrumento também estabeleceu o Plano de Ação 2030, que estipulou medidas para atingir as metas de 2030 em cada setor, incluindo programas de suporte, como a modernização das construções, sistemas para a precificação de CO₂ em transportes e construções, medidas de alívio à indústria e cidadãos, e, ainda, medidas regulatórias.

Para estimular o desenvolvimento da economia do hidrogênio, foi previsto, em 2020, um pacote de recursos de 7 bilhões de euros para serem aplicados em desenvolvimento de mercado e 2 bilhões de euros para estimular parcerias internacionais, tendo em vista que a Alemanha reconhece que terá que importar H₂V e não terá condições de produzir internamente a totalidade desse vetor sustentável. Em 2020, foi lançado o Plano de Ação “Estratégia Nacional do Hidrogênio” (BMWK, 2020b), trazendo uma política industrial extensa, com o objetivo de desenvolver a infraestrutura de H₂ necessária à visão de longo prazo alemã. A Estratégia de H₂ visa estipular recursos, diretrizes e metas, a saber:

- i. H₂ verde como o único vetor para a neutralidade energética em 2050, porém o H₂ azul ou turquesa poderão ser utilizados em um período de transição;
- ii. Necessidade de criar um mercado interno para possibilitar a penetração e a exportação das tecnologias de H₂;
- iii. Produção de H₂ verde em escala industrial crescente para induzir a redução do seu custo;
- iv. Previsão de inclusão dos setores domiciliar e de transportes no EU-ETS;
- v. A competitividade do H₂ depende da cobrança sobre a emissão das emissões de CO₂, já vigente;
- vi. Começar o desenvolvimento do mercado pelos setores da siderurgia, da indústria química ou alguns segmentos de transportes. O setor residencial será considerado em uma etapa posterior;
- vii. Implantação de campos de aplicação da tecnologia desenvolvida, com prioridade aos setores mais próximos à viabilidade econômica da introdução do H₂ verde ou que não têm alternativa de descarbonização – indústria, transportes e calor;
- viii. Implantação de infraestrutura de transporte e aproveitamento da rede de gasodutos existente;

- ix. Suporte financeiro para investimentos em eletrolisadores e possíveis leilões para a produção de H₂ verde;
- x. Destinar novos recursos para Pesquisa, Desenvolvimento e Educação;
- xi. Incentivar o desenvolvimento, em nível da União Europeia, de normas, padrões e certificações de origem de energias renováveis e de H₂ verde;
- xii. Desenvolver parcerias internacionais com países que atuem no mercado de H₂, estimulando o comércio de H₂ verde e a compra de tecnologia alemã ou europeia;
- xiii. Desenvolver infraestrutura de abastecimento de FCEVs, que deverá contar com 400 postos em 2025 (TJARKS, 2020).

4.3.3 Papel do Hidrogênio na Economia

Na economia do hidrogênio, o governo alemão estima uma demanda de 90 a 110 TWh de H₂ em 2030, e pretende implantar 5 GW de capacidade de produção local até 2040 e intensificar a parceria com outros membros da UE que têm capacidade de produzir H₂ verde, principalmente os mais próximos ao Mar do Norte e ao Mar Báltico, que têm grande potencial de geração eólica *offshore*, além dos países do sul da Europa, com grande potencial para energia solar. Além disso, planeja parcerias com outros países, por meio de acordos de cooperação internacional e o estabelecimento de contratos de compra de hidrogênio de longo prazo, como pelo mecanismo criado pelo H2Global.

No que se refere ao setor industrial, esse consome cerca de 55 TWh anuais de hidrogênio, que deverão ser substituídos por H₂ verde ou seus derivados PtX. Estima-se uma demanda de 80 TWh, em 2050, para a indústria siderúrgica e 22 TWh para refinarias e amônia (BMW.DE, 2020). O H₂ atualmente consumido é predominantemente H₂ cinza, havendo 7% de H₂ verde produzido por eletrólise alcalina (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2020). Destaca-se ainda que, atualmente, existem 34 plantas de *Power-to-X* (PtX), com capacidade instalada de 29 MW (WEC, 2020).

A Alemanha possui uma rede de gás natural capilarizada, com unidades de armazenamento de gás a ela conectadas. Para sua utilização no transporte de H₂, serão desenvolvidos arcabouço regulatório e especificações técnicas a serem atendidas para garantir a segurança da operação.

A Figura 4.6 resume a estratégia da Alemanha quanto aos objetivos e setores-alvo na economia do hidrogênio.

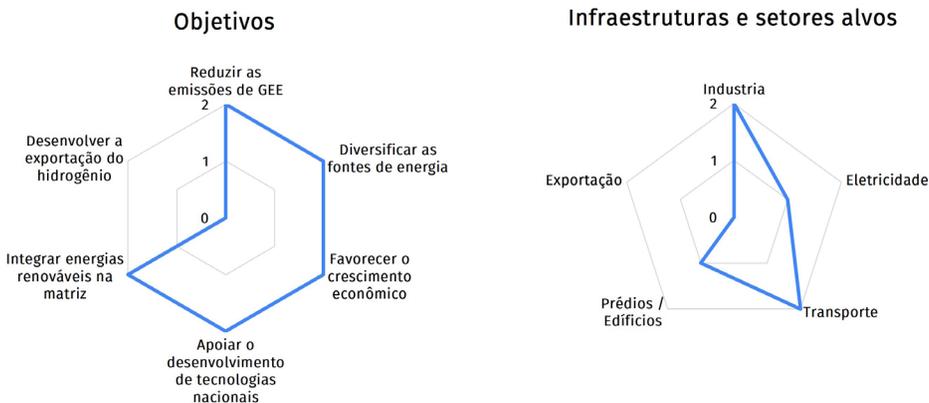


Figura 4.6 - Principais estratégias da Alemanha.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

4.3.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

O posicionamento estratégico da Alemanha prevê massivos investimentos em desenvolvimento tecnológico e na sua aplicação comercial como sustentação de política industrial. Isso é feito por meio de cooperação entre o Estado, a Academia e empresas. Além disso, prevê um movimento concertado com a UE, no sentido de criar mercados, compartilhar conhecimentos e experiências e equalizar normas e padrões, capacitar mão de obra e desenvolver projetos conjuntos. Há várias iniciativas conjuntas com a Academia e as empresas, como o projeto Kopernicus (KOPERNIKUS PROJEKTE, 2021), que trata de quatro iniciativas:

- i. ENSURE investiga o desenvolvimento de uma rede elétrica que possibilite o acoplamento setorial – eletricidade, calor, transporte e gás, em fase de piloto e com operação prevista para 2022;
- ii. P2X trata da conversão de energia elétrica renovável em outras substâncias ou formas de energia, como plásticos, cosméticos, químicos, combustíveis sintéticos, gases e calor, incluindo pesquisa de tecnologias para reduzir o custo dos eletrolisadores;
- iii. Synergie estuda como o setor industrial pode flexibilizar seu consumo para acompanhar a oferta flutuante de energia elétrica de fontes renováveis;
- iv. Ariadne investiga o alcance das medidas de políticas públicas.

Em 2019, foi lançado o “Concurso de ideias para laboratórios reais para a transição energética”, como mecanismo para financiamento do programa de pesquisa em energia do governo federal. Seu objetivo era testar as tecnologias em condições reais e à escala industrial, em diversas regiões da Alemanha. Foram selecionados 20 consórcios, que teriam acesso a 100 milhões de euros por ano, podendo haver 200 milhões de euros adicionais para laboratórios reais em regiões de mudança estrutural.

No âmbito do NextGenerationEU, o Mecanismo de Desenvolvimento e Resiliência (Aufbau- und Resilienzfazilität – ARF) fornecerá até 672,5 bilhões de euros para apoiar investimentos na recuperação econômica pós-covid na UE. Para que os Estados-Membros obtenham o financiamento, devem apresentar planos para investimentos e reformas que irão promover a recuperação econômica e a resiliência social. Nesse contexto, a Alemanha apresentou um esboço do Plano Alemão de Desenvolvimento e Resiliência à Comissão Europeia, em dezembro de 2020 (BMF, 2021; EC, 2021c).

Em junho de 2021, a Comissão Europeia aprovou o plano de desenvolvimento e resiliência alemão que garante um financiamento de 25 bilhões de euros. Segundo a CE, o plano alemão dedica pelo menos 42% do valor total previsto para apoiar os objetivos climáticos do país e 52% para medidas que apoiam a transformação digital. No que se refere às medidas favoráveis ao clima, o plano inclui medidas para descarbonizar a indústria, dando ênfase ao hidrogênio renovável, investimentos em mobilidade sustentável e para promover melhorias em eficiência energética de edifícios. Serão destinados 1,5 bilhão de euros para investimentos em H₂ verde para ajudar a descarbonizar a economia alemã e 2,5 bilhões de euros serão destinados para ajudar os cidadãos a adquirir mais de 800 mil veículos elétricos (EC, 2021c).

No que tange ao desenvolvimento das cooperações internacionais, duas merecem destaque: a primeira está condicionada no âmbito da parceria Brasil-Alemanha, em que o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ) anunciaram o projeto H2Brasil. O projeto estabelece uma cooperação técnica na área de hidrogênio que visa apoiar a implementação do Programa Nacional de Hidrogênio do Brasil para o desenvolvimento de um mercado de hidrogênio interno e para exportação. Nesse sentido, destacam-se as seguintes iniciativas (MME, 2021):

- i. Desenvolvimento de mão de obra qualificada em parceria com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI) e o Ministério da Educação;
- ii. Apoio a estudos para diferentes cenários de planejamento de produção e aplicação do hidrogênio;

- iii. Elaboração de um sistema de certificação de H₂V;
- iv. Adaptação da legislação para a criação de um mercado;
- v. Promoção de campanhas com intenção de esclarecer o papel das empresas no mercado de hidrogênio;
- vi. Construir uma planta-piloto de H₂V de pelo menos 5 MW.

A segunda iniciativa, que já possui uma abrangência internacional, é o H2Global, que foi o primeiro mecanismo criado para a importação de hidrogênio a partir de contratos de longo prazo para exportadores e de curto prazo para os usuários finais na Alemanha. Esse é um mecanismo financeiro de duplo leilão que acelera o processo de articulação entre a oferta e a demanda de hidrogênio verde, ajustando os valores de preço de venda com a propensão das indústrias ao pagamento desse tipo de produto. Um primeiro leilão desse tipo se encontra atualmente em curso em nível mundial. O mecanismo é capaz de fornecer um mercado estável para exportadores de H₂ verde poderem escalar seus projetos e preços competitivos conforme a economia do hidrogênio avança e os custos reduzem (H2GLOBAL STIFTUNG, 2021). Destaca-se que essa proposição colocou em debate aprofundado a classificação do H₂ verde e seus mecanismos de certificação.

O H2Global está aberto a um amplo espectro de tecnologias e produtos e contribui para uma diversificação econômica. A abordagem permite ampliar o apoio financeiro, em um vasto volume de produtos PtX colocados no mercado. Como tal, a H2Global está perfeitamente posicionada para colocar produtos verdes no mercado, com requisitos do produto e critérios de sustentabilidade para produção, transporte e *offtake* e iniciar a transformação verde em direção a um futuro neutro em CO₂ (BMWK, 2022).

Pode-se, então, concluir que a Alemanha vem investindo de forma consistente em desenvolvimento tecnológico da cadeia produtiva e logística do hidrogênio, instando a Academia e suas empresas a participarem do processo por meio de financiamentos a projetos, de estímulos à transferência de tecnologia e de desenvolvimento de mercado interno para testar os novos produtos, de modo a ter uma posição de destaque na oferta dessa tecnologia. O país também desenvolve parcerias com outros países estratégicos tanto na UE quanto com potenciais compradores de seus produtos e exportadores de hidrogênio verde.

4.4 Portugal

4.4.1 Perfil energético

Portugal é um dos líderes em energia limpa da Europa. Em 2020, de 53 TWh de eletricidade produzidos em Portugal 58% provinham de fontes renováveis, sendo 23% eólica, 26% hídrica, 6% bioenergia e 3% solar. Contudo, o país continua a depender de combustíveis fósseis importados, uma vez que 40% provêm de combustíveis como o gás natural, representando 34% da sua eletricidade, como pode ser visto na Figura 4.7. Recentemente, o governo português anunciou que pretende atingir 80% de energia limpa na produção de eletricidade para 2026, quatro anos antes do planejado.

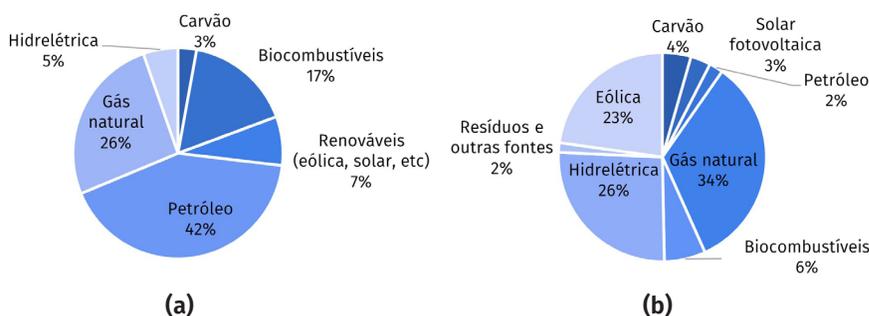


Figura 4.7 – Matrizes (a) energética e (b) elétrica de Portugal em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

O desenvolvimento de renováveis está ajudando a reduzir as emissões de GEE, ao longo dos anos, nos quais o país alcançou uma das maiores quedas nas emissões com uma redução de 9% em relação aos níveis registados em 2017. A capital, Lisboa, recebeu o título de “Capital Verde Europeia” em 2020 por ter conseguido uma redução de 50% das emissões de CO₂ entre 2002 e 2014, e possui também uma das maiores redes mundiais de pontos de carregamento de veículos elétricos.

Portugal está fazendo um forte progresso em direção à energia acessível, confiável e moderna no setor de geração residencial, diminuindo a dependência energética de cerca de 88,6% em 2005 para 74% em 2019, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA). Os objetivos que o país persegue não se limitam às preocupações ambientais, uma vez que se espera que a aposta nas energias renováveis ultrapasse as fronteiras do setor elétrico e tenha um impacto positivo no avanço da sua economia (CEREZO, 2022).

4.4.2 Histórico de Desenvolvimento

Portugal possui uma dependência energética em relação a outros países. Dessa forma, foram realizados esforços para ampliar a produção interna de energia, a fim de ativar o mercado interno e a exportação. Além disso, desde 2016, a questão ambiental vem motivando o país a planejar estratégias de descarbonização nacional.

Em 2018, foi lançado o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), acontecimento que instigou a inserção de outras fontes na matriz energética portuguesa. Tendo em vista a alta disponibilidade de energia solar e o bom potencial eólico, o hidrogênio verde emergiu como uma possível alternativa energética (REPÚBLICA PORTUGUESA, 2020). Assim, o país criou dois projetos em 2019, o “H2SE – Hidrogênio e Sustentabilidade Energética” e o P&D “Avaliação do Potencial e Impacto do Hidrogênio como Vector Energético – Potencial Tecnológico Nacional”, no intuito de avaliar a situação e a possibilidade de utilizar amplamente o hidrogênio.

Em julho de 2020, Portugal aprovou sua estratégia nacional para o H₂, traçando as metas energéticas e ambientais das próximas décadas. O documento faz a prospecção de 8.500 a 12.000 novos empregos, estima a redução do uso de gás natural e das despesas de importação de amoníaco e considera a utilização de hidrogênio verde no seu sistema energético, principalmente em setores onde a eletrificação não é viável. Além do mercado doméstico, a estratégia portuguesa para o hidrogênio também considera cenários de exportação, haja vista o bom posicionamento do país, as potencialidades de produção de energia renovável e a crescente demanda global. Até 2030, espera-se atingir mais de 2 GW de potência em eletrolisadores nesse mercado, além de mais de 1 GW por outras formas de hidrogênio (WEC, 2020).

A estratégia do país é conseguir uma parte da verba requerida para realizar suas metas por intermédio de financiamentos, realizados tanto por acordos com empresas privadas quanto por programas da União Europeia, dos quais destacam-se o Horizon Europe, o InnovFin Energy Demo Pro, o EEA Grants 2014-2021, o Mecanismo para uma Transição Justa, o InvestEU, o Fundo de Inovação, o Fundo de Recuperação Europeu e o Banco Europeu de Investimento (REPÚBLICA PORTUGUESA, 2020).

4.4.3 Papel do Hidrogênio na Economia

Conforme apresentado na Estratégia Nacional para o Hidrogênio, Portugal possui certa dependência energética de outros países e uma matriz energética com participação significativa de fontes não renováveis. Além disso, o

governo decidiu usar uma política de cooperação tanto nacional quanto global para poder atingir seus objetivos, por meio do fornecimento de financiamentos para pesquisas na área e a realização de projetos de P&D com outros países, como Austrália e Canadá. Os projetos serão direcionados, principalmente, para desenvolver a pauta de criar uma maneira de tornar as águas oceânicas e as residuais apropriadas para serem eletrolisadas. Ademais, Portugal tem a pretensão de, por intermédio do hidrogênio, atender não só à demanda de energia elétrica da nação, mas também suprir a demanda industrial, além de ser um dos principais combustíveis no transporte rodoviário e reduzir em 90% a emissão de carbono (REPÚBLICA PORTUGUESA, 2020).

Adicionalmente, no que tange ao desenvolvimento doméstico, identifica-se que a mistura de hidrogênio com gás natural em gasodutos existentes é a maneira mais rápida e econômica de se promover a redução de emissões de forma transversal, notadamente para o setor industrial (a indústria química, a vitrocerâmica e a cimenteira, bem como a produção de matérias-primas e a criação de combustíveis sintéticos limpos). Assim, o governo português está alterando as diretrizes da pureza mínima do gás natural nas redes de gasoduto e levantando a questão de substituir completamente, nas próximas décadas, o gás natural nas redes pelo hidrogênio. Quando se trata da exportação, Portugal apresenta uma grande potencialidade na estruturação do Porto de Sines como um hub de hidrogênio (REPÚBLICA PORTUGUESA, 2020).

A Figura 4.8 traz uma síntese das principais estratégias do país para o desenvolvimento da economia do hidrogênio (REPÚBLICA PORTUGUESA, 2020; WEC, 2020).

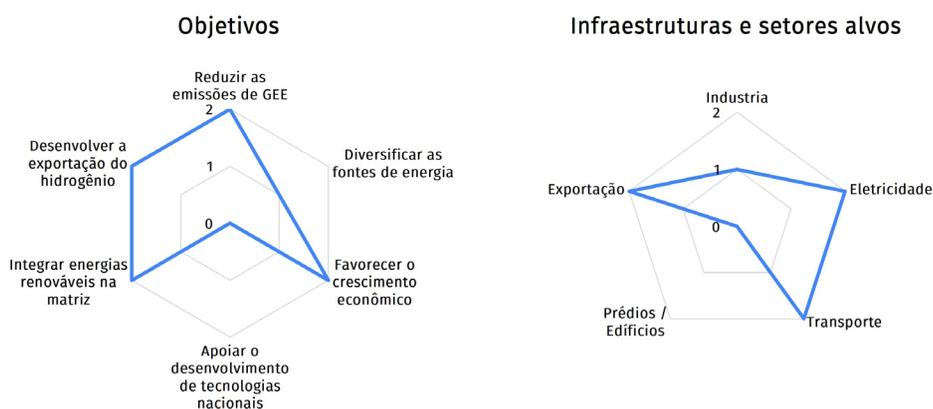


Figura 4.8 - Principais estratégias de Portugal.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

4.4.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

Em 2019, a República Portuguesa submeteu à Comissão Europeia a versão final do Plano Nacional Energia e Clima para a década 2021-2030 (PNEC 2030), por meio da Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, na qual apresentou a meta de alcançar a participação de 47% de fontes renováveis no consumo final de energia e de pelo menos 80% de renováveis na produção de eletricidade, além de reduzir em 35% o consumo de energia primária, implicando na ampla utilização do hidrogênio no país. Ademais, cita-se a pauta de integração energética entre os sistemas de gás natural e o de eletricidade, no qual o hidrogênio deve atuar no acoplamento setorial para descarbonizar a economia portuguesa até 2030 (REPÚBLICA PORTUGUESA, 2020).

Dessa forma, pode-se dizer que o hidrogênio possui um grande potencial reconhecido pelo governo português, dado que há o planejamento de utilizá-lo para descarbonizar completamente os gasodutos e as termelétricas a gás natural. Para que isso ocorra, Portugal já expõe, em sua Estratégia Nacional, o intuito de incentivar a produção do hidrogênio e de começar a injetar hidrogênio na rede de gasodutos, aplicando isenções totais ou parciais em taxas para uso da rede, em um período inicial, sem sobrecarregar o sistema monetário.

A implementação da sua Estratégia está centrada em três fases principais:

- I. 2020-2023, com foco na adoção do quadro regulamentar, revisão/implementação de medidas de apoio ao investimento, projetos de pequena e média dimensão aprovados, concessão de incentivos à Investigação e Desenvolvimento (I&D), início do projeto industrial de Sines;
- II. 2024-2030, com o objetivo de trabalhar no reforço do quadro regulamentar, mecanismos de apoio com fundos da UE, projetos de escala variada implementados em nível nacional, implementação do projeto de Sines de larga escala, com previsão de 1 GW de capacidade instalada de eletrólise até 2030;
- III. 2030-2050, visando consolidar o hidrogênio como instrumento de descarbonização.

4.5 Reino Unido

4.5.1 Perfil energético

Em 2009, apenas 4% do fornecimento de energia do Reino Unido era proveniente de energias renováveis (SMARTER BUSINESS, 2018). As energias

renováveis, notadamente as usinas eólicas *offshore*, vêm sendo cada vez mais incorporadas à matriz energética do Reino Unido, como mostra a Figura 4.9, com previsão de crescimento dos investimentos nesse setor. Assim, no terceiro trimestre de 2018, pela primeira vez, a eletricidade gerada por fontes limpas superou a geração de eletricidade proveniente de usinas termelétricas fósseis, caracterizando o chamado “marco verde” da rede elétrica da Grã-Bretanha (PV MAGAZINE, 2018).

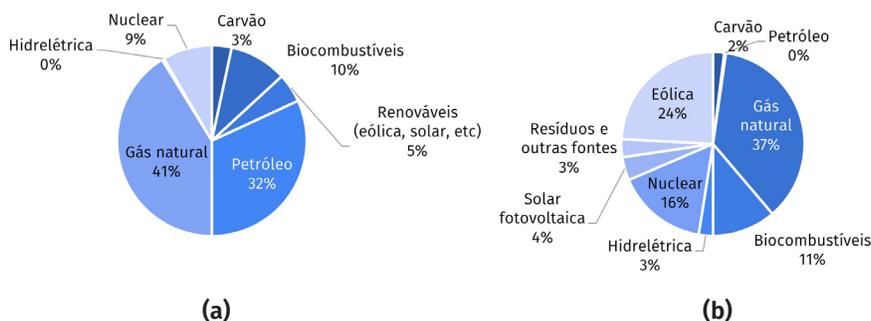


Figura 4.9 – Matrizes (a) energética e (b) elétrica do Reino Unido em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

O declínio no fornecimento de eletricidade do Reino Unido a partir de combustíveis fósseis foi possibilitado pelo aumento na geração de energias renováveis, que teve sua quota de geração elevada de 36,9% para um valor recorde, 43,1%. A capacidade instalada de geração nuclear vem diminuindo ao longo dos últimos anos, atingindo 8,1 GW em 2020. Com relação ao gás natural, 38% do consumo de eletricidade ainda é obtido através do gás, mesmo assim a capacidade de renováveis registrou um aumento significativo, de 47,8 GW, o que é 20 vezes mais do que a capacidade em 1996. A maior parte das tecnologias renováveis registrou um aumento de capacidade entre 2019 e 2020, com destaque para a energia eólica *offshore* (até 5%). A eletricidade gerada a partir de fontes renováveis aumentou em 13% entre 2019 e 2020.

A ambição e o potencial do Reino Unido se refletem no *Energy White Paper* de 2020 e no *Ten Point Plan* do primeiro-ministro para uma Revolução Industrial Verde (eólica *offshore*, hidrogênio, nuclear, captura de carbono, ao lado da eficiência energética), que reforçam os planos da nação de transformar seus sistemas de energia e aquecimento para apoiar a meta de emissões líquidas zero para 2050. Até 2030, espera-se que o Reino Unido tenha uma matriz energética com participações muito altas de energia eólica e solar.

O Reino Unido tem sido capaz de estabilizar a produção de petróleo e gás natural a partir do Mar do Norte, o que deve diminuir a longo prazo. Por isso, para que o país não dependa cada vez mais das importações, precisará apoiar a transição energética urgentemente.

4.5.2 Histórico de Desenvolvimento

O Reino Unido foi a primeira grande economia a se comprometer, por lei, a reduzir as emissões de GEE para zero líquido, em 2019 (K&L GATES, 2020). As projeções revelam que, ao longo desse processo de descarbonização, o hidrogênio apresentará um importante papel. Em uma análise do Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), sugere-se que de 250 a 460 TWh de hidrogênio sejam necessários em 2050, representando de 20% a 35% do consumo final de energia do país. Atualmente, a maior parte do hidrogênio é proveniente de combustíveis fósseis sem captura de CO₂. Todavia, para que o hidrogênio desempenhe um papel importante na trajetória do Reino Unido em direção à neutralidade de emissões, toda a produção atual e futura precisará ser de baixo carbono (HM GOVERNMENT, 2021).

Nesse sentido, em novembro de 2020, o Reino Unido anunciou um plano ambicioso para combater a crise climática e desenvolver o mercado de H₂ de baixo carbono, o “Green Industrial Revolution”, com dez pontos estratégicos, dos quais destacam-se: a implantação de 5 GW de capacidade de produção de H₂ de baixo carbono até 2030; hubs de geração renovável de H₂ e Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (CCUS) para rotas emissoras de GEE, bem como a disponibilização de £ 240 milhões de fundos para Net Zero Hydrogen, a mobilização de £ 4 bilhões de investimento privado e a criação de 250 mil empregos. Em agosto de 2021, consolidando a visão apresentada, o Reino Unido lançou sua Estratégia de Hidrogênio, estabelecendo a visão de que o país se torne líder global em hidrogênio. Espera-se que as proposições firmadas sejam capazes de impulsionar a descarbonização em toda a economia, apoiando novos empregos e o crescimento sustentável da economia (HM GOVERNMENT, 2021).

Ademais, após o lançamento da Estratégia Nacional de Hidrogênio, uma força-tarefa que atuará na cadeia de abastecimento de energia do país foi lançada. Destaca-se que esse grupo de trabalho, no contexto da transição energética, incluiu o H₂ verde no apoio à transição das empresas para um cenário ecologicamente correto (H2 VIEW, 2021c).

4.5.3 Papel do Hidrogênio na Economia

A geografia, geologia, infraestrutura e experiência do Reino Unido o tornam particularmente adequado para desenvolver rapidamente uma economia de hidrogênio, com potencial para se tornar um líder global, e garantir oportunidades econômicas em todo o país (HM GOVERNMENT, 2021).

Embora o Reino Unido tenha recursos e capacidade de futuramente exportar hidrogênio, esse não é um de seus objetivos principais. Os principais objetivos delineados em sua estratégia estão relacionados à descarbonização, à integração de energias renováveis e ao apoio ao crescimento econômico. No que tange aos setores-alvo para o hidrogênio destacam-se a indústria, o setor elétrico e o aquecimento residencial, como detalha a Figura 4.10 (K&L GATES, 2020).

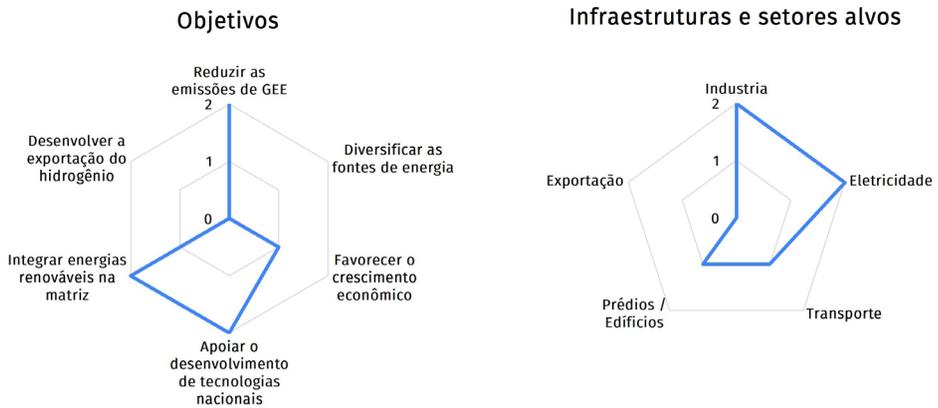


Figura 4.10 - Principais estratégias do Reino Unido.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

No contexto atual do Reino Unido, é sugerido que o uso do hidrogênio de baixo carbono, habilitado pela capacidade de produção de 5 GW, seja capaz de proporcionar a redução de emissões de cerca de 41 MtCO₂ entre 2023 e 2032. Isso contribuirá para alcançar a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), firmada no Acordo de Paris, de redução das emissões em 68% em comparação aos níveis de 1990, até 2030. Salienta-se que a ampliação do hidrogênio de baixo carbono pós-2030 resultará em economias de emissões ainda maiores, desempenhando um papel importante nos seus compromissos climáticos de longo prazo (HM GOVERNMENT, 2021).

De acordo com a *UK Hydrogen Strategy*, as evidências atuais sugerem que o desenvolvimento de uma economia de hidrogênio no Reino Unido também poderia sustentar mais de 9 mil empregos até 2030 e até 100 mil empregos

até 2050 (HM GOVERNMENT, 2021; EQUINOR, 2021). O relatório do Offshore Wind Industry Council e da Offshore Renewable Energy Catapult aponta que uma indústria de hidrogênio limpo no Reino Unido poderia valer até £ 320 bilhões para a economia em 2050 e poderia sustentar até 120 mil novos empregos (K&L GATES, 2020).

Em dezembro de 2020, o Reino Unido publicou o “Powering our net-zero future”, com o objetivo de acompanhar o Plano de Dez Pontos para uma Revolução Industrial Verde. O papel potencial do hidrogênio no sistema de energia do Reino Unido é a chave para essas ambições e o documento firma o apoio do governo do Reino Unido ao setor, incluindo os planos supracitados para desenvolver 5 GW de produção de hidrogênio de baixo carbono até 2030 e, ainda, para investir £ 1 bilhão em programas de inovação para auxiliar no desenvolvimento de novas tecnologias, em que se insere o hidrogênio limpo (THE NATIONAL LAW REVIEW, 2020).

Na prática, a economia do hidrogênio já iniciou sua estruturação, mesmo que seja por meio de projetos-pilotos e acordos de parceria. Nesse sentido, alguns projetos e acordos colaborativos já estão tomando espaço no cenário do hidrogênio, como o Projeto ERM Dolphyn, cujo objetivo é produzir hidrogênio a partir da energia eólica *offshore* flutuante de 10 MW, instalada em águas profundas, com uma unidade de dessalinização e eletrolisadores integrados. Outro que merece destaque e está relacionado à aplicação de aquecimento residencial é o Projeto HyDeploy, que em escala de produção-piloto, demonstrou e comprovou a eficiência de mistura de 20% de H₂ com gás natural, sem necessitar de alterações significativas, para atender o abastecimento residencial. O governo revelou que a rede de gás da Grã-Bretanha estará pronta para fornecer uma mistura de 20% de hidrogênio para residências em todo o país em 2023.

No que tange aos acordos de cooperação, destaca-se a parceria firmada em 2015 entre a ITM Mobility e a Shell, tendo como objetivo tornar o hidrogênio uma escolha de combustível conveniente e viável para automóveis de passageiros e veículos comerciais, incluindo veículos pesados de mercadorias e ônibus (K&L GATES, 2020).

Para medir o avanço do país na economia do H₂, a *UK Hydrogen Strategy* (HM GOVERNMENT, 2021) propõe uma série de resultados estratégicos a serem alcançados, em que se destaca, entre outros, a instalação de 5 GW de capacidade de produção de hidrogênio de baixo carbono, até 2030, com potencial de rápida expansão pós-2030 e a descarbonização do suprimento de hidrogênio existente no Reino Unido.

4.5.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

Foram atribuídos na *UK Hydrogen Strategy* os princípios que guiarão o país nas futuras decisões políticas e ações governamentais, proporcionando clareza sobre a direção futura da política para investidores e usuários. Além disso, não adotar especificamente uma única rota tecnológica mantém as opções em aberto, de forma que o país possa se adaptar à medida que o mercado se desenvolve.

Entre todos os cenários vislumbrados no curto, médio e longo prazo, o financiamento em toda a cadeia de valor é visto como primordial para introduzir tecnologias disruptivas e que atendam aos critérios de sustentabilidade desejados. Assim, para financiar essa nova economia sustentável, o governo do Reino Unido utilizará o Fundo Líquido de Hidrogênio Zero de £ 240 milhões (cerca de US\$ 330 milhões) para fornecer investimentos em tecnologias de produção que serão necessárias para satisfazer o nível de demanda antecipada de hidrogênio limpo até 2050 (THE NATIONAL LAW REVIEW, 2020). Ainda ao tratar sobre as questões de financiamentos governamentais do país, vale destacar que o governo lançou, em 2021, um financiamento de £ 24,3 milhões (US\$ 33 milhões) para apoiar dois projetos que estão testando a descarbonização do setor de mobilidade com o hidrogênio

Adicionalmente, uma série de programas de financiamentos nacionais visam apoiar o desenvolvimento de tecnologias de hidrogênio no Reino Unido, com um orçamento de £ 888 milhões (\$ 1.200 milhões, aproximadamente) para projetos de transporte, produção de hidrogênio com baixo teor de carbono, transformação de energia, troca de combustível e aquecimento com o hidrogênio. Entre esses projetos, os setores-alvo para os investimentos e desenvolvimento de infraestruturas são os setores de indústria (aço, refinaria, produtos químicos), energia, transporte e construção (WEC, 2020). Em relação ao mercado para o uso do hidrogênio, os setores da indústria e de energia são vistos como principais alvos até 2030, sendo que o maior potencial está relacionado às indústrias petroquímicas e de amônia, que são mercados existentes para o hidrogênio (K&L GATES, 2020).

Em 2022, o governo, por meio do Projeto de Lei de Segurança Energética, aprovou algumas medidas para auxiliar o país a alcançar sua meta de 1 GW de H₂V até 2025, entre as quais estão acordos no modelo dos Contratos por Diferença (CfDs) para ajudar a financiar inicialmente os projetos e uma rodada de alocação conjunta de projetos de H₂V que poderão receber financiamento tanto do Net Zero Hydrogen Fund quanto do Hydrogen Business Model.

Assim, observa-se que o Reino Unido é um país que tem avançado na economia do hidrogênio utilizando uma abordagem ampla, apoiando o desenvolvimento de toda a cadeia de valor e em diversas rotas de produção do hidrogênio, sem deixar de criar mecanismos de apoio para rotas mais maduras como a do hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água, cuja energia é oriunda de fontes renováveis, notadamente eólicas *offshore* que estão em constante expansão no país.

4.6 Estados Unidos

4.6.1 Perfil energético

Com menos de 5% da população mundial, os EUA consomem quase 17% da energia mundial e respondem por 16% do Produto Interno Bruto (PIB) mundial. Os Estados Unidos são uma sociedade altamente desenvolvida e industrializada. A cada dia, o consumo de energia *per capita* dos EUA inclui 2,5 galões de petróleo, 8,86 libras de carvão e 246 pés cúbicos de gás natural. Basicamente, juntos, essas três fontes formam aproximadamente 80% da produção de energia no país. O consumo de energia renovável está projetado para aumentar anualmente a uma taxa média de 2,1% entre 2021 e 2050, em comparação com um crescimento de 0,4% no uso total de energia.

Com relação à geração de eletricidade, as três principais categorias de energia são os combustíveis fósseis (carvão, gás natural e petróleo), a energia nuclear e as fontes de energia renovável, como pode ser visto na Figura 4.11. A maior parte da eletricidade é gerada com turbinas a vapor usando combustíveis fósseis (61%), energia nuclear, biomassa, geotérmica e solar térmica. O gás natural foi a maior fonte – cerca de 39% – da geração de eletricidade nos EUA em 2020. O gás natural é usado em turbinas a vapor e turbinas a gás para gerar eletricidade.

O carvão foi a segunda maior fonte de energia para geração de eletricidade nos EUA em 2020 – cerca de 20%. Todavia, quando se trata de consumo, a fonte depende do setor de uso final e da região americana, que varia significativamente. Dessa forma, é importante destacar o aumento da participação de fontes renováveis, principalmente no estado da Califórnia, que possui metas ousadas de descarbonização e assim tem incentivado fortemente a inserção de geração eólica e a solar. Com toda essa matriz baseada em combustíveis fósseis era de se esperar que o país tenha elevada taxas de emissões de CO₂ anualmente. Em 2020, o setor de energia elétrica foi a segunda maior fonte de emissões de gases de efeito estufa dos EUA, respondendo por 25% do total, sendo os transportes a primeira (27%) e a indústria a terceira (24%).

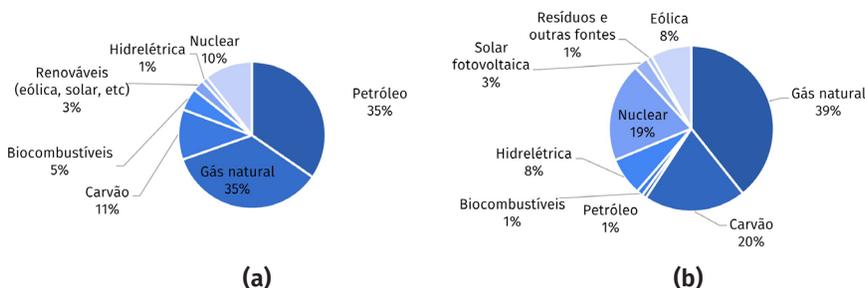


Figura 4.11 – Matrizes (a) energética e (b) elétrica dos Estados Unidos em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

4.6.2 Histórico de Desenvolvimento

Os Estados Unidos é um país importante no desenvolvimento da economia do hidrogênio, notadamente pelo histórico de estudos e aplicações, principalmente em tecnologias de célula a combustível para o transporte, bem como pela influência política e econômica no mundo (FCHEA, 2020). Além disso, é um país que chama a atenção pela sua capacidade produtiva e diversificada, pela infraestrutura existente e pelo poder econômico para propor e incentivar tecnologias disruptivas.

As origens do programa do Departamento de Energia (DOE) em tecnologias de hidrogênio remontam ao estabelecimento do próprio DOE, em meados da década de 1970, quando a segurança energética e a dependência do petróleo estrangeiro eram uma grande preocupação. Assim, ao longo dos anos, o Departamento estabeleceu atividades robustas de P&D em hidrogênio e tecnologia relacionada alinhadas com uma série de autoridades legais, mas sem uma ampla utilização do H₂ como um transportador de energia (DOE, 2020).

As intenções foram retomadas no ano de 2002, quando houve o replanejamento para a introdução do hidrogênio na economia dos EUA com o *National Hydrogen Energy Technology Roadmap*, que começou a ser implementado em 2004 com o *Hydrogen Program Plan* sob a coordenação do DOE, com a participação de várias frentes que compunham o departamento. Como o delineamento do programa, foram definidas algumas metas para a *Hydrogen Fuel Initiative* (HFI), que tinha como principais objetivos acelerar a pesquisa, o desenvolvimento e a demonstração (PD&D) de tecnologias de hidrogênio e células a combustível para uso em transporte e geração de eletricidade.

Posteriormente, foi lançado um plano de longo prazo, com horizonte até 2030, que foi desenvolvido a partir de reuniões envolvendo o DOE, a indústria, a academia, as organizações sem fins lucrativos e outras partes

interessadas. Destaca-se que os documentos mais recentes ainda se sustentam em debates e algumas definições apresentadas nessas primeiras versões de estruturação da economia do hidrogênio (DOE, 2020).

Assim, o plano atual, lançado em novembro de 2020, reflete o foco do DOE na condução de atividades de P&D coordenadas para permitir a adoção de tecnologias de hidrogênio em várias aplicações e setores. Foi aprovado, em novembro de 2021, um projeto de lei para infraestrutura norte-americana envolvendo orçamento da ordem de US\$ 1,2 trilhão. Desse orçamento, foram reservados US\$ 8 bilhões para um fundo dedicado a implantar pelo menos quatro *hubs* regionais de H₂.

4.6.3 Papel do Hidrogênio na Economia

Diante de um contexto de transição para um futuro de baixo carbono, diversos estudos, pesquisas e desenvolvimentos têm sido coordenados pelo DOE. É importante salientar que esse tema voltou a ser pauta de desenvolvimento no DOE em 2004, ano em que forneceram uma visão inclusiva e estratégica de como o Departamento coordena as atividades sobre hidrogênio em diversas aplicações e setores (DOE, 2020). De maneira geral, pode-se dizer que os EUA são pioneiros nos estudos e no desenvolvimento de tecnologias para a utilização do hidrogênio em uma variedade de setores. Nesse sentido, o DOE possui grande participação do fomento à inovação, haja vista o investimento de cerca de 4 bilhões de dólares nos últimos 20 anos.

Entre os investimentos, pode-se destacar a utilização de veículos movidos a célula a combustível, o desenvolvimento de infraestrutura de abastecimento para esses veículos, o desenvolvimento de turbinas capazes de funcionar com mistura de gás natural e hidrogênio, entre outros. Esse pioneirismo atrelado à alta capacidade produtiva, resultou na redução do custo das células a combustível em 60% e no ganho de durabilidade delas em quatro vezes (DOE, 2020).

Percebe-se, pelo histórico de desenvolvimento, que o principal foco do país é na estruturação e no fomento de um mercado interno de hidrogênio, notadamente em aplicações utilizando células a combustível. Nesse mercado, os Estados Unidos estão entre os países líderes em comercialização de células a combustível e energia de hidrogênio. Com mais de 9.200 FCEVs nas estradas, o país ocupou, em 2022, o segundo lugar na quantidade de FCEVs comercializados, ficando atrás apenas da Coreia do Sul. Além disso, para suportar a expansão desse segmento, conta mais de 60 estações de abastecimento de hidrogênio. Olhando para o futuro, os EUA possuem metas ousadas

de expansão do mercado, projetando, para 2025, 200.000 FCEVs e para 2030 mais de 1 milhão. No que diz respeito à infraestrutura de abastecimento, estima-se que estejam em operação cerca de 200 locais em 2025 e 1.000 em 2030 (IEA, 2021d).

Outros exemplos são os mais de 25 mil equipamentos de manuseio de materiais movidos a célula a combustível, como empilhadeiras, que estão operando em depósitos e instalações de distribuição em todo o país. Existem mais de 8 mil sistemas de células a combustível de pequena escala operando em 40 estados, principalmente para torres de telefonia celular e redes de comunicações remotas. No total, há mais de 550 MW de células de combustível instaladas ou planejadas para energia estacionária em grande escala para energia de reserva, cargas críticas e aplicações combinadas de aquecimento e energia (FCHEA, 2020).

No âmbito nacional, os EUA apresentam uma visão ampla, contemplando as diversas aplicações do hidrogênio, com destaque para a mistura do hidrogênio de baixo carbono nas redes de gás natural. As outras ampliações que ganharam destaque com o desenvolvimento da economia do hidrogênio, fomentada pela estratégia do país, são nas seguintes aplicações e uso do hidrogênio (FCHEA, 2020):

- i. combustível para aquecimento residencial, comercial e industrial;
- ii. combustível para transporte;
- iii. matéria-prima para a indústria;
- iv. geração de energia e balanceamento de rede (eletrólise da água como demanda flexível).

Para apoiar o planejamento, os estudos e a avaliação do potencial dos EUA, é importante citar a existência de uma plataforma de análise para a economia do hidrogênio, denominada HyDRA, que foi desenvolvida pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), pertencente ao DOE. De maneira geral, essa plataforma apresenta inúmeras possibilidades de rotas, potenciais, custos, análises de produção, demanda entre outras funcionalidades (NREL, 2021).

Como desenvolvimento de curto e médio prazo, destaca-se que a partir da segunda metade da década de 2020, o país pretende exportar hidrogênio e equipamentos, como eletrolisadores, células a combustível, FCEVs e materiais de armazenamento, consolidando a posição de fornecedor de tecnologias também para o segmento de baixo carbono (FCHEA, 2020).

Apesar da estratégia do país direcionar os principais objetivos e metas com o desenvolvimento da economia do hidrogênio, os EUA são caracterizados, também, pela grande variação entre as políticas nacionais e estaduais, as necessidades de infraestrutura e os interesses da comunidade. Nesse contexto, a Califórnia possui tradicionalmente políticas progressivas de redução das emissões de transporte. Considerando o desenvolvimento do estado no contexto da economia do hidrogênio e da descarbonização, a Figura 4.12 apresenta as suas principais estratégias para o desenvolvimento desta indústria nascente, que está muito alinhado com o plano nacional (FCHEA, 2020).

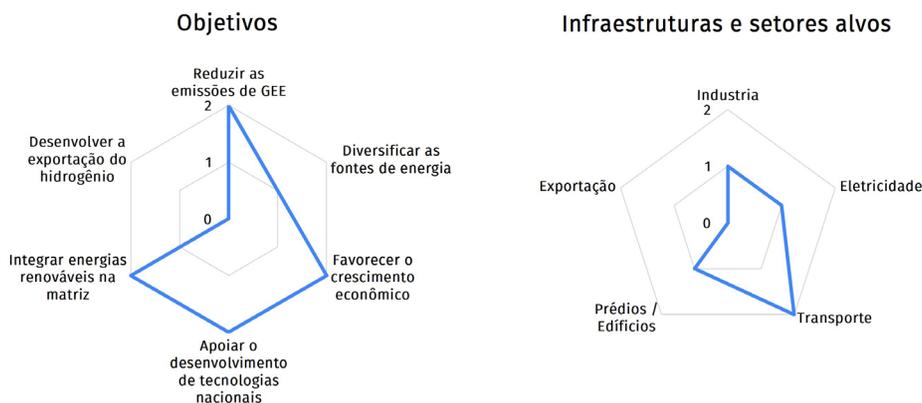


Figura 4.12 – Principais estratégias da Califórnia (EUA).

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

4.6.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

O DOE é a entidade que, no contexto institucional norte-americano, desempenha papel de grande importância no que concerne à coordenação do Programa de Hidrogênio e, também, de políticas públicas para a economia do H₂. Em sua estratégia, o departamento apresentou as diretrizes estratégicas, com destaque para os planos plurianuais de desenvolvimento. Nesse contexto, por meio do Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office (HFTO), está financiando esforços que desenvolvem a produção, armazenamento e uso final do hidrogênio a curto, médio e longo prazo.

No país, entre outras políticas de apoio já anunciadas, duas iniciativas de financiamento têm sido responsáveis pelos principais avanços na economia do hidrogênio, o *H2@Scale* e o *Energy Earthshots*. O primeiro programa visa

desenvolver toda a infraestrutura nacional de H₂, desde a produção ao uso final. Para isso, fomenta as atividades de financiamentos para projetos, estudos, além de eventos para divulgação de conhecimentos técnicos acerca do H₂. O *H2@Scale* já realizou diversas chamadas para financiar projetos, sendo uma realizada no ano de 2019, em que foram destinados US\$ 40 milhões em financiamento para ajudar a desenvolver 29 projetos tecnológicos voltados para o desenvolvimento de armazenamento e infraestrutura de hidrogênio, além de projetos que atuavam na identificação de conceitos inovadores para produção e uso final. E a outra foi realizada no ano de 2020, em que foram destinados US\$ 64 milhões para promover o desenvolvimento de 18 projetos em toda a cadeia de valor. O segundo programa, *Energy Earthshots*, criado em 2021, tem como objetivo contribuir para, em uma década, reduzir o custo do hidrogênio renovável para US\$ 1/kg. A iniciativa se concentra em vários projetos que preenchem lacunas técnicas nas tecnologias de produção, armazenamento, distribuição e uso do hidrogênio, incluindo células a combustível.

No âmbito de apoio ao desenvolvimento do setor de transportes, os EUA possuem uma política pública de incentivo para FCEVs denominada “Crédito Fiscal para Veículos Motorizados com Célula a Combustível”. Essa iniciativa tem por função desenvolver o segmento de veículos elétricos movidos a célula a combustível por meio da disponibilização de um crédito fiscal de até US\$ 8.000 na compra do veículo.

Adicionalmente, olhando novamente para o desenvolvimento dessa economia no estado da Califórnia, notadamente para o setor de transportes, entre as políticas públicas implementadas na Califórnia, destacam-se: (i) a regulamentação *Zero Emission Vehicles (ZEV)* que exige que os fabricantes de veículos ofereçam informações específicas dos carros mais limpos disponíveis para venda; (ii) os financiamentos anuais de 12 a 20 milhões de dólares no setor de veículos pesados; (iii) o investimento de 20 milhões de dólares anualmente para estruturação de postos de abastecimentos de hidrogênio; (iv) os descontos de até 4.500 dólares para veículos elétricos movidos à célula a combustível; e, (v) as premiações pela adoção de estratégias voltadas ao hidrogênio, entre outras políticas (WEC, 2020).

Como desdobramento dessas políticas, o *California Energy Commission's Clean Transportation Program (CEC)* financiou 64 postos de abastecimento e patrocinou uma quantidade substancial de P&D em H₂ para transporte e concedeu financiamento para dois projetos com uma capacidade de produção total de 6.000 kg de H₂ verde por dia. Destaca-se que a CEC financiará 100 postos de reabastecimento como base para até 1.000 postos de reabastecimento até 2030 (WEC, 2020).

Portanto, em linhas gerais, observa-se que os Estados Unidos têm buscado promover o avanço da economia do hidrogênio por meio da pesquisa, do desenvolvimento e das inovações tecnológicas, fortalecendo o mercado interno e possibilitando, ainda, o ganho de competitividade do H₂ em toda sua cadeia de valor, com grande relevância para o setor de transportes. É importante salientar que essas ambições exigirão uma base de apoio financeiro e político.

4.7 Chile

4.7.1 Perfil energético

No Chile, segundo dados da Comisión Nacional de Energía (CNE), a capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis cresceu significativamente na última década, correspondendo atualmente a mais de 20% da capacidade instalada na matriz elétrica chilena (CNE, 2019). Juntas, as fontes de energias eólica e solar representaram 25% da geração de energia do Chile em 2021, atingindo 31,8% em determinados períodos do ano.

Nos últimos dez anos, o desenvolvimento da energia limpa no Chile foi significativo. A capacidade instalada de energia renovável não convencional (NCRE) era de 540 MW em 2011 e atualmente é 11 vezes maior. No final de 2020, sua capacidade no Sistema Eléctrico Nacional atingiu 6.113 MW. Mesmo assim, em 2020, a energia hidrelétrica representou a maior parcela da capacidade bruta instalada de geração de eletricidade do Chile, representando 27,3%. O carvão, responsável pela segunda maior fatia, contribuiu com 19,1%. Junto com o diesel e o gás natural, os combustíveis fósseis representavam quase 50% da capacidade instalada do país sul-americano.

Nesse sentido, a matriz energética chilena, historicamente baseada na dependência de combustíveis fósseis importados (IEA, 2018), tem se tornado cada vez mais renovável como mostra a Figura 4.13. Espera-se que, até 2030, 70% da matriz elétrica seja renovável e as emissões de GEE sejam reduzidas em 30% em comparação aos níveis de 2007.

O setor elétrico chileno se caracteriza pela participação de empresas privadas nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia. Na geração, a coordenação ocorre por meio do Coordenador Eléctrico Nacional (CEN), que atua como operador do sistema, assegurando a segurança energética e a programação do despacho das centrais geradoras para satisfazer as necessidades da demanda. No segmento de distribuição, assim como no de transmissão, os preços são regulados. Além disso, o segmento de transmissão é composto pelos sistemas de Aysén e Magallanes e o Sistema Eléctrico

Nacional (SEN), criado em 2017 a partir da interconexão do Sistema Interconectado Central (SIC) e do Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) (CNE, 2019).

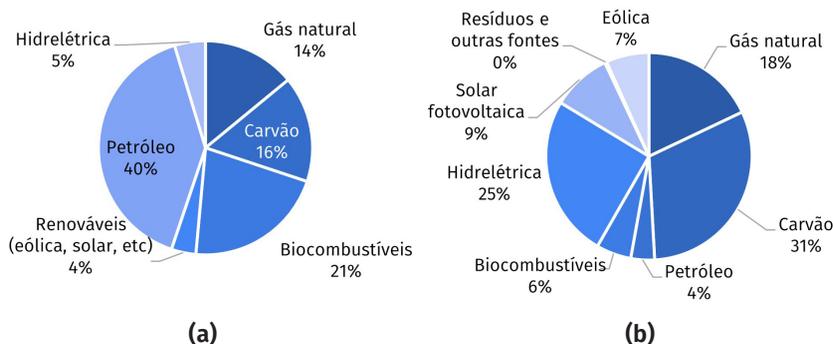


Figura 4.13 - Matrizes (a) energética e (b) elétrica do Chile em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

A interconexão do SIC e do SING faz parte de um processo de ajustes na legislação voltados para a atração de investimentos no setor de eletricidade. A Lei de Transmissão, publicada em 2016, criou um único operador independente do sistema (ISO) e ampliou o papel do Estado no planejamento e expansão do sistema (IEA, 2018).

4.7.2 Histórico de Desenvolvimento

Para 2050, assim como muitos países desenvolvidos, o Chile objetiva atingir a neutralidade climática (IEA, 2018; MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020). O atingimento desse objetivo se baseia em três elementos: disponibilidade de recursos energéticos, objetivos globais de descarbonização e oportunidade de desenvolvimento econômico. Em relação ao mundo, o Chile apresenta uma das melhores condições naturais tanto para a geração solar, especificamente em função do deserto de Atacama, ao norte, quanto para a eólica, representada ao sul pela Patagônia (IRENA, 2020b).

De acordo com o *Bloomberg New Energy Finance Climate Scope*, o Chile tem se destacado como o país emergente com condições mais atrativas para investimento em energias renováveis, em função de políticas energéticas expressivas voltadas para a descarbonização e o compromisso de descontinuar as plantas de geração a carvão (BNEF, 2020). Nesse sentido, estima-se que o Chile possua o potencial de produzir cerca de 160 milhões de toneladas de

H₂ verde por ano, tendo, inclusive, a perspectiva de produção aos menores custos no futuro (IEA, 2019; IRENA, 2022).

Em 2015, o governo do Chile publicou sua política energética de longo prazo, denominada “*Energía 2050*”, com o objetivo central de estabelecer uma visão sistêmica para um setor energético confiável, sustentável, inclusivo e competitivo até 2050. É baseada em quatro pilares: (i) segurança e qualidade do fornecimento; (ii) energia como motor do desenvolvimento; (iii) energia compatível com o meio ambiente; e, (iv) eficiência e educação energética. A política aponta, entre outros elementos, o uso massivo de hidrogênio no setor de transporte e a eletrificação da economia como oportunidades para o Chile (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2015). Dessa maneira, a política energética de longo prazo do Chile pode ser considerada um primeiro enquadramento do H₂ verde enquanto vetor energético estratégico para o país.

4.7.3 Papel do Hidrogênio na Economia

A Estratégia Nacional do Hidrogênio Verde, publicada pelo governo chileno em novembro de 2020 evidencia dois *drivers* centrais para a consolidação do país como um hub de exportação de H₂ verde: a crise climática e a disponibilidade de recursos energéticos renováveis no país (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020). Esse segundo vetor, que viabiliza a redução de custos de produção do H₂ verde, está no centro da estratégia chilena. De fato, é com base em seu potencial de geração renovável – cerca de 70 vezes a capacidade instalada atual do país – que a estratégia está voltada exclusivamente para o H₂ verde e direcionada à exportação (IRENA, 2020b).

Ademais, o Chile tem se destacado com o menor custo global até 2030, produzido a partir das gerações solar, proveniente da região do Atacama, e eólica, da região de Magallanes. Em função dos custos reduzidos associados à geração renovável, o H₂ produzido no Chile a partir da eletrólise da água pode ser considerado competitivo em relação ao gás natural e à produção de H₂ a partir de combustíveis fósseis, até mesmo em casos em que tecnologias de Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (CCUS) não são utilizadas (IEA, 2019). Segundo o relatório da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), a produção de H₂ verde com custos inferiores a US\$ 2/kg já se demonstra competitiva em relação ao H₂ azul. Nesse sentido, o diferencial estratégico do Chile no contexto da economia do hidrogênio é o seu potencial de produção, até 2030, do H₂ verde com menor Custo Nivelado de Energia (LCOE) do mundo (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020). Dessa maneira, uma das características centrais da estratégia chilena é o foco em metas

ambiciosas de redução de custos, tendo como objetivo o preço de US\$ 1,5/kg de H₂ até 2030.

Somada à dotação natural de recursos energéticos renováveis, a preços relativamente baixos, a Estratégia analisa que a redução de custos dos eletrolisadores, a crescente disponibilidade do chamado “financiamento verde”, os compromissos rígidos de descarbonização e a presença de benefícios fiscais em regiões remotas também serão determinantes para o modelo de negócios competitivo (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020). Em função do contexto apresentado, o Chile identifica o H₂V como uma oportunidade de reposicionamento estratégico do país no cenário internacional em transformação, como mostra a Figura 4.14, que apresenta as principais estratégias adotadas.

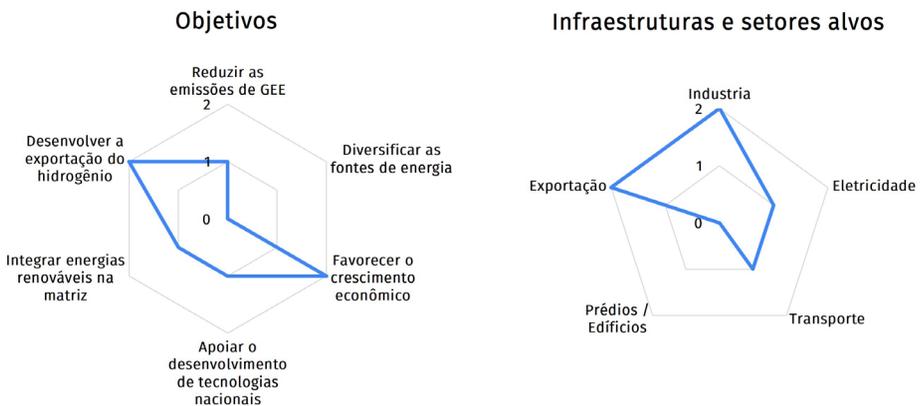


Figura 4.14 - Principais estratégias do Chile.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

O país possui uma história econômica baseada na exploração e exportação de recursos naturais não renováveis – com um setor de mineração, especialmente o cobre, e exercendo papel importante na exportação de *commodities* (IEA, 2018). A Estratégia Nacional identifica o H₂ verde como uma indústria limpa com potencial de atingir os níveis do setor de mineração chileno, com a geração de oportunidades para a criação de ecossistemas dinâmicos e capacidades nacionais associadas ao futuro do setor energético (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020). Para tal, a Estratégia apresenta três fases principais, entre 2020 e 2030, descritas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Fases e principais indicadores da Estratégia Nacional de H₂ verde.

Período	2020-2025	2025-2030	2030 - 2050
Objetivo	Uso doméstico e descarbonização de setores-chave, com aplicações selecionadas.	Aprimoramentos na base doméstica e avanço para o mercado externo.	Sinergias e economias de escala para expansão como exportador global.
Mercado de exportação de H₂ e derivados	US\$ 0,4 bilhão	US\$ 2,5 bilhões	US\$ 24 bilhões
Investimento necessário acumulado	US\$ 8 milhões	US\$ 45 milhões (2030)	US\$ 330 milhões (2050)
Capacidade de geração renovável associada	Entre 5 e 8 GW	40 GW (2030)	300 GW (2050)

Fonte: Elaboração própria, a partir de Ministerio de Energía, 2020.

A primeira fase objetiva desenvolver a infraestrutura de H₂ para exportação, acelerando o desenvolvimento na economia do H₂ no mercado interno a partir de aplicações selecionadas, como refino de petróleo, produção de amônia, mineração, transporte pesado e de longas distâncias, e integração à rede de gás natural. Na segunda fase, são desenvolvidos consórcios para a exportação de H₂ verde, a partir de aprimoramentos na base doméstica. Por fim, a partir de 2030, são identificadas oportunidades para a exportação em larga escala. Essa *commodity* movimentaria US\$ 24 bilhões em 2050 e teria como principais centros importadores a Europa, o Japão e a Coreia do Sul, seguidos pela China, Estados Unidos e América Latina (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020).

4.7.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

Um dos pilares essenciais da nova política energética do Chile é o papel da iniciativa privada como motor do desenvolvimento energético. O Estado, por outro lado, atuaria no atendimento às necessidades nacionais, na articulação dos agentes na visão compartilhada de longo prazo e na orientação do desenvolvimento energético. Na Estratégia para o H₂ verde, a abordagem de políticas orientadas por missões atribui ao setor público um papel central enquanto facilitador, coordenador e promotor do estabelecimento da nova indústria de H₂ por meio de esforços multissetoriais. Dessa maneira, entende-se que a coordenação público-privada possibilita o crescimento limpo, inteligente e inclusivo ao Chile, com o Estado atuando fundamentalmente na identificação de oportunidades e redução de barreiras – especialmente aquelas regulatórias e financeiras (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020).

Apesar de não apresentar um marco regulatório definido para o H₂, o Chile tem se destacado por políticas públicas bem-sucedidas no contexto da transição energética e por uma infraestrutura energética e arcabouço institucional consolidados. A Estratégia Nacional apresenta um plano de ação em que políticas públicas e ajustes regulatórios destacam-se nos quatro pilares, quais sejam (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020):

- i. Promoção dos mercados doméstico e de exportação, reduzindo incertezas e criando economias de escala e escopo;
- ii. Normas, segurança e pilotos, fundamentando o desenvolvimento da economia do hidrogênio chilena e promovendo segurança aos investidores;
- iii. Desenvolvimento social e local, criando sinergias entre as regiões e novos usos potenciais do H₂;
- iv. Desenvolvimento de competências e inovação, com a promoção da pesquisa e desenvolvimento e de atividades inovadoras.

Entre as políticas associadas aos mercados interno e externo de H₂ estão a criação de um financiamento de cerca de US\$ 50 milhões para apoio a projetos de H₂ verde, com foco na garantia à competitividade econômica da produção a partir de renováveis; o estabelecimento de discussões público-privadas em torno de políticas de precificação de carbono; e, por fim, a criação de redes de acordos comerciais e técnicos. A cooperação internacional é um objetivo fundamental da Estratégia (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020). Nesse sentido, o Chile e a Alemanha assinaram, em abril de 2019, uma declaração de intenções, com a criação da Parceria Energética Alemanha-Chile. São destacados, entre outros elementos, o potencial de geração renovável do Chile e a priorização dessas fontes e do H₂ para os objetivos estratégicos de ambos os países (BMW, 2020).

A revisão da regulação e infraestrutura do gás natural bem como o estabelecimento de metas de mistura do H₂ verde à rede de gás são elementos-chave. Especificamente, a revisão das leis que regulamentam a cadeia e infraestrutura de gás natural e combustíveis e a criação da CNE, respectivamente, são citadas como centrais para a definição do H₂ enquanto portador de energia. Além disso, o estabelecimento de normas e regulações dedicadas à cadeia de valor do H₂, em conjunto com o setor privado, é apontado como direcionador para uma difusão acelerada desse vetor. O plano evidencia a coordenação entre diferentes agentes (i.e., indústria, academia e centros de pesquisa e desenvolvimento) para a criação de competências nacionais,

associados à implementação de um *Roadmap* de P&D construído pelos setores público e privado (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2020).

Com isso, ainda que recente, a Estratégia Chilena tem se demonstrado ambiciosa e coordenada aos objetivos internacionais de descarbonização. Além disso, a centralidade do H₂ verde na reestruturação enquanto economia exportadora, marcada pela transição da exploração de recursos não renováveis para a produção de vetores energéticos limpos e produtos de baixo carbono, evidencia o potencial do H₂ enquanto recurso energético central.

4.8 Austrália

4.8.1 Perfil energético

A Austrália possui abundância em recursos energéticos renováveis e não renováveis, como energia solar e eólica, carvão, gás natural, petróleo, entre outros. O país é um exportador substancial de energia, incluindo gás natural e carvão, com exportações equivalentes a mais de dois terços da produção, sendo atualmente o segundo maior exportador mundial de carvão.

Os combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) representaram 92% do *mix* de energia primária da Austrália em 2020, sendo o petróleo a maior parte (32%), seguido por carvão (30%) e gás (29%). Já as fontes renováveis representaram 8%.

Na geração de eletricidade, os combustíveis fósseis contribuíram com 71% da geração total de eletricidade em 2020, incluindo carvão (55%), gás (21%) e petróleo (2%). Mas a participação do carvão no *mix* de eletricidade continua a diminuir, em contraste com o início do século, quando a participação era superior a 80% da geração de eletricidade. As energias renováveis contribuíram com 22% da geração total de eletricidade em 2021, especificamente solar (8%), eólica (7%) e hídrica (6%). A participação da geração de energia renovável aumentou 24% em 2020 (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2022).

Tratando-se do setor energético, o país apresenta uma matriz produtiva diversificada e com elevado potencial de redução de emissões de GEE, notadamente em sua matriz elétrica. Apesar disso, é importante salientar a baixa participação de renováveis na matriz elétrica, contribuindo com cerca de 21% na geração de energia elétrica, em 2019, e a particularidade de o sistema elétrico ser dividido em dois blocos: o National Electricity Market (NEM) e o Wholesale Electricity Market (WEM). O primeiro, atende às regiões mais populosas do país, possui uma das maiores linhas de transmissão do mundo, com cerca de 5.000 km, e tem um parque gerador diversificado, composto por 68% de carvão, 8% de gás natural, 8% de usinas eólicas, 7% de hidrelétricas,

3% de geração solar centralizada e 6% de geração solar distribuída (AEMO, 2020). O segundo, possui uma composição menos diversificada, sendo 49% de usinas a carvão, 41% a gás natural, 8,6% de usinas eólicas e 1,4% de outras fontes (AEMO, 2017).

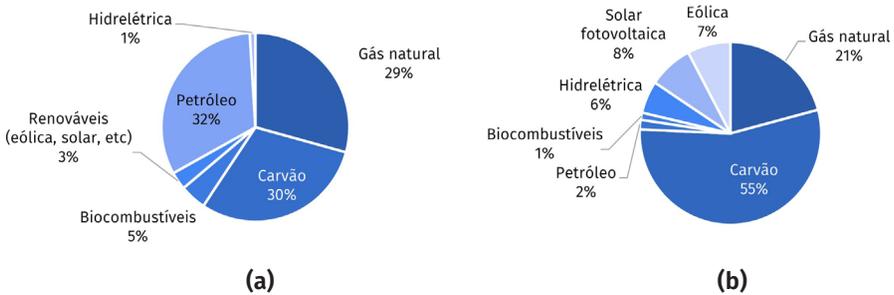


Figura 4.15 - Matrizes (a) energética e (b) elétrica da Austrália em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

A partir de 2040, de acordo com os cálculos da Australian Electricity Market Organization (AEMO), um sistema com energias 100% renováveis em combinação com o armazenamento (por exemplo, baterias) será capaz de fornecer eletricidade de forma mais sustentável e econômica.

4.8.2 Histórico de Desenvolvimento

A Austrália está em transição para um futuro de baixo carbono, com o intuito de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e combater as mudanças climáticas. Em 2016, quando ratificou o Acordo de Paris, comprometeu-se a reduzir de 26 a 28% as emissões de gases de efeito estufa abaixo dos níveis de 2005 até 2030 (K&L GATES, 2020). Embora a redução de suas emissões de carbono esteja incluída como objetivo estratégico, sua principal motivação é abrir novos mercados à medida que a demanda por suas exportações de combustíveis fósseis caírem. Dessa forma, uma das alternativas com maior poder de transição identificadas pelo governo se baseia na utilização ampla do hidrogênio em sua economia, todavia, para promover o desenvolvimento desse novo mercado, teve que traçar um caminho ousado e desafiador, pautado sobre inúmeras políticas públicas. Diante desse contexto, no ano de 2018 o Conselho de Energia do governo australiano, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO), formulou uma visão para o desenvolvimento da indústria do H₂, que se consolidou com o lançamento do *National Hydrogen Roadmap* (BRUCE *et al.*, 2018).

Definida a visão geral do tema, em dezembro de 2018, foi criado um Grupo de Trabalho dedicado ao desenvolvimento da economia do H₂, com o intuito de estruturar uma estratégia nacional para o hidrogênio. Em novembro de 2019, o governo australiano publicou a “Estratégia Nacional de Hidrogênio da Austrália”, cujo objetivo é delinear as ações políticas, econômicas, produtivas, de consumo e desenvolvimento humano para a economia do hidrogênio (WEC, 2020). Em termos de governança, o país está apoiado pelo Conselho de Energia do Conselho de Governo Australiano (COAG), o Ministério da Indústria, Energia e Redução de Emissões, a National Energy Resources Australia (NERA), a Organização de Ciência e Pesquisa Industrial da Commonwealth da Austrália (CSIRO), Australian Renewable Energy Agency (ARENA) e a Clean Energy Finance Corporation (CEFC).

Do lançamento da estratégia até meados de 2022, é perceptível o avanço da Austrália no desenvolvimento da economia do hidrogênio tanto em nível nacional quanto em desenvolvimento de projetos e cooperações de âmbito internacional. Nesse sentido, destaca-se a estruturação de diversos *hubs* de hidrogênio, como nos portos de Pecém (Ceará) e do Açú (São João da Barra - RJ), o desenvolvimento de normas, certificação e de mais de 100 projetos em toda a cadeia de valor, bem como o apoio a pesquisas, desenvolvimento e inovações (CSIRO, 2022; EPBR, 2022a).

Tratando-se do avanço dos projetos, atualmente a atividade mais proeminente é o *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot*, firmado entre a Austrália e o Japão. Nesse projeto, o hidrogênio produzido por meio da gaseificação do carvão marrom (*brown coke*) é liquefeito em Hidrogênio Liquefeito (LH₂) criogênico em Hastings, Austrália, e enviado para Kobe, Japão, por navio (WEC, 2020). A Figura 4.16 ilustra esse processo, em que se deve destacar a distância de 9.000 km entre os portos.

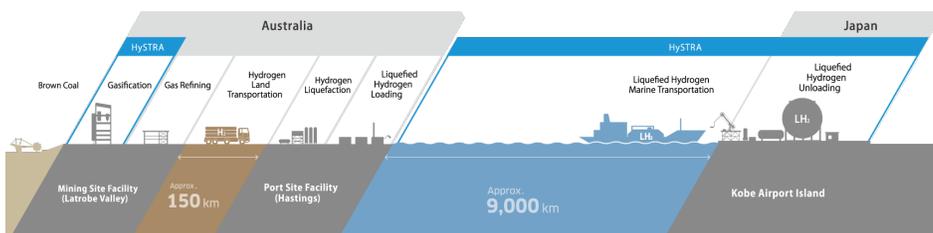


Figura 4.16 – Logística de produção, transporte e descarga no projeto entre Austrália e Japão.

Fonte: Adaptado de Hystra, 2021.

4.8.3 Papel do Hidrogênio na Economia

Pela composição da matriz elétrica, percebe-se uma predominância por fontes fósseis, notadamente o carvão, que é um dos principais emissores de gases de efeito estufa. Apesar disso, é importante salientar que a Austrália apresenta elevado potencial para geração renovável, seja por hidrelétricas, seja por usinas eólicas ou solares, e vem investindo consideravelmente nos últimos anos.

Além disso, é importante salientar o potencial de produção e transporte de gás natural na Austrália, seja para uso doméstico, seja para exportação, notadamente pela grande infraestrutura já existente. Esse recurso se mostrará importante para a economia de baixo carbono do hidrogênio em um futuro próximo, haja vista a possibilidade de produção de H₂ azul e os investimentos que o país tem dedicado à tecnologia de CCS (COAG, 2019).

A Austrália merece destaque de análise, haja vista suas características geográficas, energéticas e políticas públicas de incentivo que a posicionam como *hub* da economia mundial do hidrogênio, seja em nível nacional, seja também e, principalmente, em nível mundial, por meio da exportação. Nesse sentido, a estratégia proposta no *Roadmap* Nacional do Hidrogênio é um fator crucial para o adequado posicionamento do país diante do desenvolvimento desse mercado ao redor do mundo. O documento produzido possui uma metodologia de acompanhamento e definições de rotas com base em indicadores e métricas, que foram definidos após a análise de quatro cenários futuros de descarbonização distintos. Tendo essas perspectivas, o acompanhamento do desenvolvimento da economia é feito a partir de métricas e indicadores para os horizontes de 2025 e de 2030. Destaca-se que a Austrália terá a capacidade de avaliar, mesmo que de forma ampla, o andamento dos principais setores de implementação do hidrogênio e de forma isolada (COAG, 2019).

Assim, o governo espera ser capaz de concentrar esforços nos principais projetos e redefinir aqueles que não aderirem à essa tecnologia, pretendendo atuar, mesmo que de forma desigual, em toda a cadeia do hidrogênio. Para sustentar uma estratégia ampla como essa, a produção de H₂ é um dos principais insumos. Nesse sentido, será adotado um processo gradual, utilizando fontes fósseis até 2030, para futura utilização exclusiva de fontes renováveis e fósseis combinadas com CCS a partir de 2031, haja vista o desejo de redução das emissões de carbono e a demanda dos mercados internacionais pelo hidrogênio verde ou de baixo carbono (WEC, 2020). Vale ressaltar que essa estratégia gradual e ampla dá à Austrália a vantagem de iniciar projetos-pilotos capazes de trazer experiências para outros segmentos da

cadeia, notadamente para o transporte e o armazenamento de hidrogênio. Pode-se citar o projeto *Hydrogen Energy Supply Chain* (HESC), em colaboração com o Japão, no qual uma planta produziu hidrogênio puro (99,99%) usando carvão marrom e biomassa, pelo processo de gaseificação. O hidrogênio foi transportado a 253 graus negativos pelo navio Suiso Frontier, para Kobe, o primeiro transportador de hidrogênio liquefeito do mundo (AUSTRALIA, 2022).

Tendo em vista as inúmeras rotas que podem ser exploradas na cadeia produtiva do hidrogênio, o governo australiano lançou uma plataforma de análise denominada *Australia's Hydrogen Opportunities Tool* (AusH2). Nela é possível ter acesso gratuito a dados e ferramentas de geociências para mapear e compreender o potencial de produção de hidrogênio na Austrália. Incluído nessa ferramenta está o *Hydrogen Mapper*, uma ferramenta de avaliação de múltiplos critérios que mostra áreas com alto potencial para a produção futura de hidrogênio verde e azul (COAG, 2021).

Nesse sentido, as rotas e alternativas que chamam mais atenção são as que o H₂ verde é produzido na costa, haja vista que esses locais são favoráveis para a produção a partir da eletrólise, devido ao suprimento ilimitado de água dessalinizada e à infraestrutura existente de eletricidade, portos, etc. Portanto, projetos cuja produção de hidrogênio é feita no interior possuem pontos negativos, como a disponibilidade de água para eletrólise e a necessidade de infraestrutura logística, quando o destino final for a exportação. Para a tecnologia de produção do H₂ azul, o mapeamento foi realizado com base nos locais próximos a fontes fósseis e também que possuem capacidade de captura e armazenamento de carbono (EASTON; FEITZ, 2021).

Com relação ao uso final, o país tem como foco o atendimento a mercados internacionais por meio da exportação de hidrogênio. Entretanto, vale ressaltar que o governo já tem planos para o desenvolvimento e a adaptação do mercado interno, como pode se observar na Figura 4.17, que apresenta, de forma resumida, os principais objetivos da Austrália.

Assim, por meio desse processo gradual e adaptativo, a Austrália pretende se tornar o principal *player* global na produção e comércio de hidrogênio de baixo carbono, até 2030, e considera o hidrogênio sua “próxima grande exportação”. Até o final dessa década (2020), o país quer estar entre os três maiores exportadores mundiais de hidrogênio para os mercados asiáticos. Para o horizonte 2050, o país pretende se tornar um grande exportador, em nível mundial, de hidrogênio verde e azul (COAG, 2019).

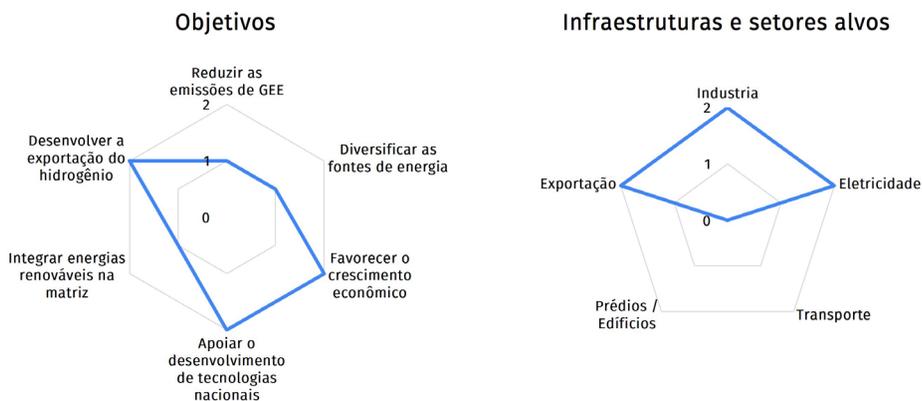


Figura 4.17 - Principais estratégias da Austrália.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

De forma complementar, estima-se que a indústria australiana de hidrogênio poderia gerar cerca de 7.600 empregos e US\$ 11 bilhões em PIB em 2050 com base no cenário de implementação global. Em uma análise mais otimista, em que o cenário considera o hidrogênio como a energia do futuro, as estimativas aumentam para cerca de 17 mil empregos e US\$ 26 bilhões em PIB (COAG, 2019).

4.8.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

A Austrália está entre os países com estratégias mais detalhadas e avançadas. Nesse sentido, conta com as principais políticas de incentivo ao desenvolvimento da economia do hidrogênio, a destacar o desenvolvimento de medidas regulatórias, normativas e de certificação, o incentivo à P&D, o financiamento e o investimento em toda a cadeia produtiva, a difusão de conhecimento e, finalmente, a governança com base na estratégia nacional proposta (WEC, 2020).

Em relação ao desenvolvimento de aspectos normativos e de certificação, foi constituído o comitê de Tecnologias de Hidrogênio ME-093 da Standards Australia. A Standards Australia é a maior organização de padrões independente, não governamental e sem fins lucrativos da Austrália, sendo então a representante australiana da ISO e da International Electrotechnical Commission (IEC). Tratando especificamente do hidrogênio, o Comitê Técnico de Tecnologias de Hidrogênio ME-093 é responsável por colaborar para desenvolver os padrões técnicos e as orientações necessárias para a indústria de

H₂, permitindo a entrega de resultados de desempenho técnico e de segurança (STANDARDS AUSTRALIA, 2019). No que diz respeito aos padrões e normas aplicáveis à exportação, a Austrália considera a certificação de origem em sua Estratégia Nacional como uma prioridade, pois é a única forma de dar transparência aos compradores e de se diferenciar no mercado (CANTARINO, 2021).

No que tange aos incentivos financeiros e investimentos, desde 2015 a Austrália já comprometeu mais de AUD\$ 570 milhões (TAYLOR, 2020), com destaque para os AUD\$ 13,5 milhões destinados ao desenvolvimento da Estratégia Nacional. Nesse sentido, diversas entidades se destacam no apoio a esse desenvolvimento, como ARENA e CEFC, entre outros, que estão atuando de maneira coordenada e estratégica para o desenvolvimento da economia do H₂ (CANTARINO, 2021).

Dos investimentos feitos de 2015 a 2019, cerca de AUD\$ 149 milhões foram destinados a projetos para o desenvolvimento da economia do hidrogênio, dos quais 45% foram destinados à P&D e 3,2% destinados a estudos de viabilidade; AUD\$ 5,04 milhões, a projetos de demonstração e 3,4% a projetos-pilotos. Em 2019, a ARENA investiu AUD\$ 70 milhões em estudos, para comprovação da viabilidade técnica e comercial da produção de hidrogênio por meio da eletrólise. E, em 2020, investiu AUD\$ 300 milhões no Advancing Hydrogen Fund administrado pelo CEFC, um banco verde do governo australiano estabelecido para facilitar o aumento dos fluxos de financiamento para o setor de energia limpa (K&L GATES, 2020).

Ainda ao tratar sobre as questões de investimentos, a ARENA vem realizando diversos financiamentos em projetos que apoiem a implementação da Estratégia Nacional de Hidrogênio e demonstrem o uso em processos industriais. Ademais, os financiamentos estão cada vez mais presentes; a rodada de financiamento de 2019, na qual estava alocando um financiamento de US\$ 70 milhões como citado anteriormente, foi aprovada e o envelope de financiamento foi aumentado para US\$ 103,3 milhões, apoiando três projetos de hidrogênio verde com capacidade de produção a partir da eletrólise de 10 MW cada (ARENA, 2021b; ARENA, 2021c).

Além desse projeto e dos investimentos supracitados, destaca-se o envolvimento dos estados por meio de políticas estaduais com as iniciativas descritas na Tabela 4.3.

Portanto, analisando o processo de desenvolvimento da economia do hidrogênio proposta pela Austrália, é possível identificar a importância das políticas públicas tanto em nível nacional, quanto em nível estadual, de forma a fomentar o desenvolvimento de toda a cadeia produtiva dessa tecnologia.

Destaca-se ainda a amplitude das ações apresentadas na estratégia nacional por segmento e as formas de monitoramento do amadurecimento da tecnologia, tendo em vista as inúmeras possibilidades de desfecho dessa economia. Além disso, as metas temporais e os financiamentos a projetos de larga escala colocam a Austrália no radar dos principais atores da indústria global, indicando, aos potenciais importadores, o pioneirismo e a maturidade do desenvolvimento das infraestruturas para exportação do país.

Tabela 4.3 – Programas estaduais de incentivo à economia do H₂.

Estados	Programas
Victoria	<ul style="list-style-type: none"> ■ <i>Victorian Hydrogen Investment Program</i> (2018); ■ <i>Victorian Green Hydrogen Discussion Paper</i> (2019); ■ <i>Zero Emissions Vehicle Roadmap</i> (2020); ■ <i>Hydrogen Energy Supply Chain pilot</i>.
New South Wales	<ul style="list-style-type: none"> ■ <i>Net Zero Plan Stage 1: 2020-2030</i> (2020).
Queensland	<ul style="list-style-type: none"> ■ <i>Queensland Hydrogen Industry Strategy 2019-2024</i> (2019); ■ AUD\$ 15 milhões para o <i>Hydrogen Industry Development Fund</i>; ■ Teste de frota de veículos elétricos com célula de combustível.
Western Australia	<ul style="list-style-type: none"> ■ <i>Western Australian Renewable Hydrogen Strategy</i> (2019); ■ <i>Renewable Hydrogen Fund</i>.
South Australia	<ul style="list-style-type: none"> ■ <i>South Australia's Hydrogen Action Plan</i> (2019).

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da K&L GATES, 2020.

4.9 Japão

4.9.1 Perfil energético

O Japão é dependente de importações de energia elétrica e mais de 80% da oferta de sua eletricidade é produzida por usinas térmicas. Em 2010, a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética do Japão era de 82% e, em 2014, esse percentual alcançou 93%, mostrando que a dependência de combustíveis fósseis aumentou ainda mais após o acidente nuclear de Fukushima, uma vez que o país deixou de utilizar a energia nuclear para geração de energia elétrica (MARAOKA, K. *et al.*, 2016; K&L GATES, 2020; POPOV, S. *et al.*, 2020). Além disso, a taxa de autossuficiência energética caiu para 6%, após o fechamento das usinas nucleares em 2012 (METI, 2014).

A produção total de energia elétrica do Japão vem diminuindo constantemente desde o ano fiscal de 2011, o que o torna ainda mais interessante como importador de energia. Mesmo assim os combustíveis fósseis vêm sendo as maiores fontes de energia para a produção de eletricidade no país, com

um consumo que vem principalmente dos setores industrial e comercial. O segundo setor que mais consome energia é o de transportes. O governo japonês planeja reduzir as emissões de GEE em 26% até 2030 e 80% até 2050 (POPOV, S. *et al.*, 2020).

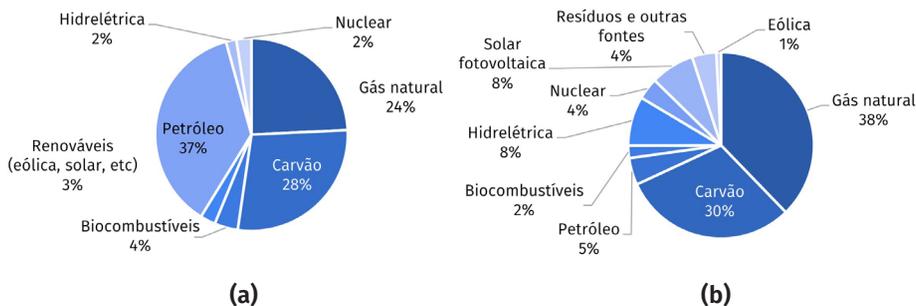


Figura 4.18 - Matrizes (a) energética e (b) elétrica do Japão em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

4.9.2 Histórico de Desenvolvimento

Considerando a disponibilidade limitada de fontes de energias para geração de energia, o Japão lançou em 2014 o quarto Plano Estratégico de Energia em direção a uma “sociedade do hidrogênio”, que prevê a elaboração de um roteiro para a realização da sociedade do hidrogênio, bem como a criação de um conselho formado por representantes da indústria, da academia e do governo, que seria responsável por adotar as medidas necessárias para a implementação do roteiro de hidrogênio (K&L GATES, 2020; METI, 2019). Em 2017, o Governo do Japão anunciou a Estratégia Básica de Hidrogênio, que estabeleceu objetivos amplos e específicos, além de metas a serem cumpridas até 2030.

O Japão foi o primeiro país a adotar uma abordagem focada no desenvolvimento do setor de hidrogênio a fim de se tornar a primeira “sociedade de hidrogênio” do mundo. Em 2018, o quinto Plano Estratégico foi adotado para que o hidrogênio estivesse disponível como mais uma opção energética para descarbonizar a economia (METI, 2019). Mas apenas em 2019 foi lançado um plano de ação para o hidrogênio e célula de combustível chamado *The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*, que tem como objetivo facilitar as ações para o desenvolvimento de tecnologia e infraestrutura relacionadas ao hidrogênio até 2030 (K&L GATES, 2020; POPOV, S. *et al.*, 2020).

Em 2020, o Japão lançou o comitê preparatório para a Associação de Hidrogênio do Japão (JH2A), com o intuito de cultivar a indústria de hidrogênio e promover iniciativas para o seu desenvolvimento (MINAPIM MAGAZINE, 2020). Por fim, em dezembro de 2021, o governo japonês anunciou a criação de um fundo verde de 2 trilhões de ienes (US\$ 19,2 bilhões), no qual o hidrogênio estaria incluso. O fundo tem como objetivo apoiar empresas cooperantes a fim de atingir a meta de descarbonização do país. Por meio do fundo, pretende-se construir um equipamento para a produção de hidrogênio de baixo custo e em larga escala (FUEL CELL WORKS, 2020a).

Em linhas gerais, percebe-se que o governo japonês decidiu acelerar as iniciativas para um plano de reforma regulatória, facilitando a construção adicional de estações de abastecimento. Além disso, deu passos significativos em direção às suas metas, na vanguarda de alguns dos projetos de hidrogênio visando a um mercado global, incluindo o Projeto HESC, desenvolvido em parceria com a Austrália, para o desenvolvimento da exportação de hidrogênio liquefeito e a recente abertura do Campo de Pesquisa de Energia de Hidrogênio de Fukushima com uma produção de 1.200 Nm³ de H₂ verde por hora (maior instalação de produção de hidrogênio do mundo) (AFP, 2022).

4.9.3 Papel do Hidrogênio na Economia

Apesar do Japão ser o primeiro país a elaborar sua estratégia nacional de hidrogênio e ser considerado internacionalmente um dos países líderes em hidrogênio, ele não tem interesse na exportação, estando dependente quase que inteiramente da importação desse vetor energético. Adicionalmente, o Japão não tem um mercado do hidrogênio focado no âmbito industrial, mas esse recurso é destinado a sistema energético, na produção para consumo residencial e na mobilidade, como mostra a Figura 4.19 (WEC, 2020).

A demanda anual atual de hidrogênio no Japão é de 1,3 Mt para atender principalmente ao setor industrial, incluindo refino de petróleo, produção de amônia e produtos petroquímicos. Para o futuro, o país espera importar 3 milhões de toneladas de amônia de baixo carbono, até 2030, subindo para 30 milhões de toneladas, até 2050. Observa-se, assim, que no sistema energético, o Japão tenta criar uma cadeia de abastecimento de baixo custo para seus consumidores (POPOV, S. *et al.*, 2020).

No ano de 2020, o país fez grandes desenvolvimentos para o uso do hidrogênio no seu sistema energético, sendo um dos principais a criação da primeira cadeia de abastecimento internacional de hidrogênio do mundo, que consiste na produção do hidrogênio no Brunei e depois enviado na

forma líquida para o Japão. A energia utilizada não é 100% renovável, mas é bastante eficiente no âmbito econômico (K&L GATES, 2020). Outro grande desenvolvimento foi o término da maior usina de produção de hidrogênio do mundo. Essa usina foi feita na cidade de Namie, província de Fukushima. Movida por energia solar, a usina pode produzir até 1.200 Nm³ de H₂ verde por hora, os consumidores serão Fukushima, Tóquio e outras regiões (FUEL CELL WORKS, 2020b).

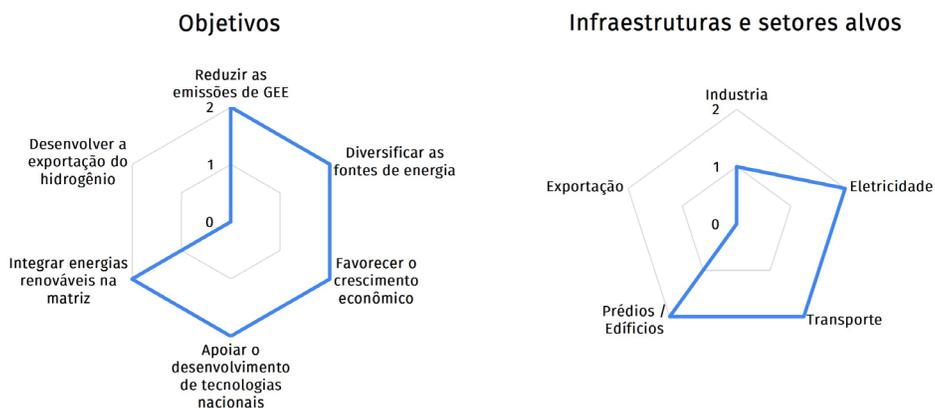


Figura 4.19 - Principais estratégias do Japão.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

Atualmente, no âmbito da geração distribuída, as células a combustível se destacam no âmbito residencial. Em 2014, 100 mil instalações residenciais de células de combustível tinham sido feitas, mas a meta é que, em 2030, o número aumente mais de 50 vezes. Além do mais, o custo de um modelo vendido no ano de 2014 foi de dois milhões de ienes (US\$ 16.600) que é bastante caro, no entanto é uma das melhores alternativas de produção de energia residencial no Japão. Ademais, com o passar dos anos, o custo irá diminuir por causa da escala de produção, já que será mais comum a utilização de células a combustível em residências (WATANABE, 2014; K&L GATES, 2020).

No âmbito da mobilidade, o Japão é um líder global em implantações de estações de abastecimento de hidrogênio, com cerca de 150 estações e o quarto colocado na comercialização de FCEVs, com cerca de 5.500 unidades (H2 VIEW, 2021b; IEA, 2021d). Portanto, apesar de existir uma infraestrutura, as estatísticas de veículos estão bem abaixo da meta estabelecida em 2017 pela Estratégia Básica de Hidrogênio. A meta era que em 2020, 2025 e 2030 existissem 40 mil, 200 mil e 800 mil veículos movidos a célula de

combustível, respectivamente, no entanto, segundo o panorama de 2018, o Japão estava distante dessas metas, com apenas 2.200 veículos vendidos, um percentual de 5,5% do estimado até 2020 (COPPE UFRJ, 2018; K&L GATES, 2020; METI, 2019). Apesar disso, mostrando seu constante comprometimento com esse setor, o desenvolvimento e a operação das HRS, que são 100% públicas, são apoiados financeiramente pelo JHyM (Japan H2 Mobility), que é um consórcio composto por empresas privadas, instituições financeiras e o governo cujo objetivo é reduzir o preço para o consumidor final.

A Organização para o Desenvolvimento de Novas Energias e Tecnologias Industriais, que promove a pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia, fez um estudo e relatou que o mercado total para as células a combustível e tecnologia de hidrogênio, incluindo os Ene-Farms (células a combustível de porte residencial, que funcionam reformando gás natural) e os carros movidos a hidrogênio, pode chegar a 1 trilhão de ienes (US\$ 8,35 bilhões) por ano até 2030, e a 8 trilhões de ienes até 2050 (WATANABE, 2014).

4.9.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

O Japão pretende introduzir uma cadeia de abastecimento em grande escala, desde a fabricação até o transporte e armazenamento de hidrogênio, com base em fontes de energia estrangeiras não utilizadas, em recursos inexplorados, como energia renovável produzida localmente, no plástico residual, no lodo de esgoto e no hidrogênio de subproduto, que são rotas que têm o potencial de serem utilizadas como fontes de suprimentos de hidrogênio de baixo carbono (METI, 2019).

O país se posiciona como um importador de hidrogênio. Assim, uma das estratégias do governo para reduzir custos é desenvolver relações comerciais internacionais, assim como tem feito com a Austrália, de forma que possa importar o combustível com menor custo, além do estabelecimento de regulamentações internacionais para o transporte marítimo de hidrogênio liquefeito (METI, 2019). Outra rota vislumbrada para a importação é por meio da amônia, que tem sido vista, inclusive, como um combustível transversal, que pode ser aplicado também em turbinas a serem desenvolvidas até 2030. Destaca-se que o primeiro carregamento com 40 toneladas de amônia azul ocorreu em 2020 entre a Arábia Saudita e o Japão (ARAMCO, 2020).

Um ponto importante a ser levado em conta é o custo da tecnologia de produção de hidrogênio. A meta é que até 2030 o custo de hidrogênio seja de 30 ienes/Nm³ (US\$ 0,29/Nm³), e posteriormente seja de 20 ienes/Nm³ (METI, 2019). Para atingir as especificações de custos exigidas, o Japão realizará

continuamente estudos para o desenvolvimento de tecnologias, voltadas para o uso prático de tecnologias de CCS, estudos de viabilidade para o uso de hidrogênio misturado em usinas térmicas existentes, transporte de hidrogênio através de hidretos orgânicos líquido, na forma de amônia e na forma de metil-cicloexano (MCH) (METI, 2019). Salienta-se que, recentemente, a empresa japonesa Chiyoda, apresentou resultados positivos para o transporte de hidrogênio através de compostos líquidos orgânicos, na forma de MCH, com o hidrogênio sendo transportado em temperatura ambiente e armazenado por pelo menos dois anos (ASIA, 2021).

Observa-se, pelas iniciativas e pelo pioneirismo, que o Japão está empenhado em desenvolver uma sociedade do hidrogênio com a finalidade de diversificar as importações de energia e minimizar a sua dependência. Além disso, o sucesso em alcançar as metas será possibilitado pela cooperação público-privada em termos de desenvolvimento de roteiros, definição de metas compartilhadas e coordenação de grandes projetos de demonstração (WEC, 2020).

4.10 China

4.10.1 Perfil energético

Com taxas de crescimento de mais de 10% ao ano, desde 2010, a China é também o país com os maiores problemas de poluição atmosférica. Todavia, desde o final da segunda década do século XXI, pode-se observar uma transformação energética no país, com uma redução na utilização de carvão para a produção de eletricidade, uma diminuição nas importações de petróleo e um aumento na produção de eletricidade nuclear, bem como o desenvolvimento de tecnologias de energias renováveis, desde células fotovoltaicas até à utilização extensiva de energia solar, e o desenvolvimento de veículos elétricos: ônibus, caminhão, carros de passeio, etc. (UGARTECHE; LEÓN, 2022).

Em 2020, o consumo de energia atingiu o equivalente a 4,98 bilhões de toneladas de carvão, um aumento de 2,2% em relação a 2019. Do total de consumo de energia primária em 2019, 57,7% foram provenientes de carvão; 18,9%, de petróleo; 8,1%, de gás natural; e, 14,3% eram renováveis (HOVE, 2021). Podemos observar que essa porcentagem de fontes renováveis tem crescido ao longo dos anos, como mostra a Figura 4.20.

Apesar da pandemia, a taxa de crescimento do consumo de eletricidade manteve-se positiva, com um crescimento de 3,1% em 2020, abaixo dos 4,5% em 2019. O crescimento do consumo de eletricidade na indústria primária (mineração e outras atividades relacionadas à extração) superou todos os

outros setores em 10%, devido ao crescimento interrompido no secundário (principalmente manufatura) e terciário (principalmente serviços), que enfrentaram várias restrições devido à pandemia, principalmente no primeiro semestre de 2020.

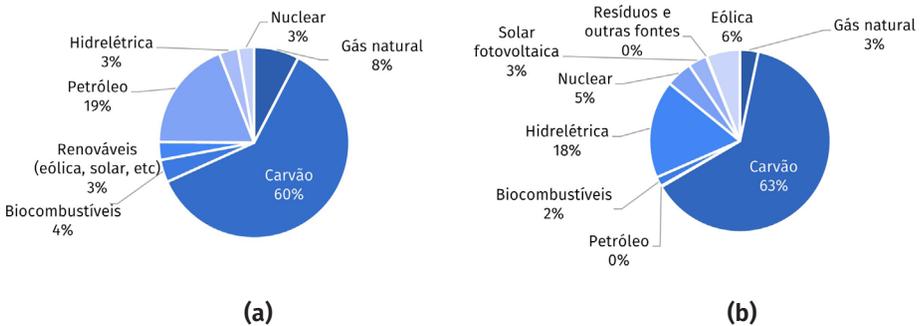


Figura 4.20 - Matrizes (a) energética e (b) elétrica da China em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

Assim, é possível observar nessa figura que a China está gradualmente mudando seu foco da política de grandes usinas centrais com fontes fósseis para energia distribuída, energia agrícola, energia integrada em edifícios, energia eólica *offshore* e fotovoltaica flutuante.

4.10.2 Histórico de Desenvolvimento

Em 2010, quando a produção nacional de hidrogênio na China aumentou em 6,8% ao ano, o país não se tornou apenas o maior usuário, mas também o maior produtor de hidrogênio. Em 2016, um roteiro de tecnologia de veículos elétricos foi publicado incluindo o FCEV como prioritário (EDELSTEIN; DAVIS, 2016). No 13º Plano Quinquenal, entre 2016-2020, além dos projetos já incentivados, foram incorporados o armazenamento de energia e a geração de energia distribuída. As empresas locais foram incentivadas a adquirir tecnologias para a produção de hidrogênio, sistemas de armazenamento e células a combustível estacionárias, a fim de alcançar a implantação de estações de abastecimento em larga escala. O objetivo foi também atingir a produção em massa de FCEVs até 2020. Esse plano estabeleceu objetivos e princípios claros e detalhados para cada setor, determinados por departamentos governamentais específicos. Ademais, nota-se que o objetivo de produção em massa de FCEVs foi atingido, dado que a China se tornou, em outubro de 2022, líder mundial de produção de FCEVs (HYDROGEN CENTRAL, 2022).

Em 2018, a produção de hidrogênio atingiu 21 Mt, respondendo por 18% do total global e ocupando definitivamente o primeiro lugar no mundo. Porém, quase toda a produção de hidrogênio (95%) foi derivada de energia fóssil (TAAKE MANNING, 2019). Em 2019, o governo chinês deu um passo à frente ao anunciar medidas que promoviam a construção de instalações de hidrogênio para os veículos novos. Dentro desse contexto, por meio das metas ambiciosas para FCEVs e estações de abastecimento entre 2020 e 2030, bem como os recentes cortes nos subsídios em veículos elétricos a bateria (BEVs), a indústria automobilística cresceu em direção aos FCEVs tanto para veículos leves quanto para veículos pesados, ao mesmo tempo que o hidrogênio ganhou mercado nesse setor (MINTER, 2019; YUNZHE *et al.*, 2020). Atualmente, Pequim é uma das cidades com maiores investimentos em infraestrutura para a distribuição de hidrogênio como combustível (TAAKE MANNING, 2019).

Em 2022, a Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma e a Administração Nacional de Energia divulgaram conjuntamente o 14º Plano Quinquenal para um Sistema Energético Moderno. O desenvolvimento da indústria de hidrogênio se encaixa na estratégia energética mais ampla da China. Esse plano visa garantir que a China mantenha o fornecimento de energia, acelere os esforços de descarbonização e adote práticas de uso de energia mais eficientes até 2025 – e a energia do hidrogênio deve desempenhar um papel fundamental. Ele também estabelece uma estratégia nacional para o desenvolvimento da indústria de energia de hidrogênio, complementando os planos locais criados por várias províncias e cidades para desenvolver a indústria.

Os diversos documentos demonstram que a China vem, historicamente, incentivando P&D em tecnologias avançadas de armazenamento de energia, juntamente com projetos-piloto de produção e infraestrutura de hidrogênio. Em função disso, nos últimos dez anos a transição verde da China teve uma aceleração considerável, mas a indústria de carvão também continuou a crescer.

Além disso, durante as últimas décadas, a China também investiu maciçamente em capacidade de energia renovável e tornou-se líder mundial em capacidade eólica e solar, o que é consoante às ambições de desenvolvimento do mercado de hidrogênio limpo e de baixo carbono. Essas fortes ambições são confirmadas e apoiadas pelo número crescente de projetos de P&D, estabelecimento de *joint ventures*, projetos-piloto e construção de postos de abastecimento de hidrogênio. O país espera que o hidrogênio desempenhe um papel muito mais importante para reduzir drasticamente as emissões

de gases de efeito estufa. Nesse sentido, a produção de hidrogênio a partir da eletricidade com baixo teor de carbono pode trazer muitos benefícios, através de eletricidade renovável eólica, solar e hídrica, notadamente. Atualmente, o segmento de transporte já é um grande consumidor do gás (principalmente se alcançar 1 milhão de FCEVs e 1.000 postos de reabastecimento de hidrogênio até 2030) (<https://www.now-gmbh.de/>), mas o país também almeja inserir outros setores de difícil redução de emissões, como o aço e a fabricação de cimento ou ainda o de armazenamento de energia elétrica (TU, 2020).

4.10.3 Papel do Hidrogênio na Economia

A China ainda não divulgou uma estratégia nacional autônoma oficial para o hidrogênio. No entanto, vem trabalhando com inserção de uma matriz mais limpa, ao longo dos anos nessa trajetória, voltada majoritariamente para o setor de transportes. Em 2016, publicou o Mapa de Economia de Energia e Tecnologia de Novos Veículos a Energia, incluindo um Roteiro de Tecnologia para FCEVs de Hidrogênio. Em 2017, divulgou um roteiro com base no mapa do ano anterior, estabelecendo metas específicas em número de FCEVs, estações e potência das células a combustível, até 2030, além de durabilidade das células e a redução de custos. Em 2019, um relatório foi publicado pelo Centro de Pesquisa e Tecnologia Automotiva da China (CATARC), abrangendo investimentos em veículos comerciais, desenvolvimento de infraestrutura de hidrogênio, incluindo produção, transporte, armazenamento e postos de abastecimento (NOW-GMBH, 2020; YUNZHE *et al.*, 2020).

No setor de mobilidade, os inúmeros projetos e planos apoiados pelo governo chinês, adicionados a políticas de incentivo, subsídios e investimento, tiveram um impacto que reflete no crescimento da produção e vendas anuais de FCEVs. Considerando o ano de 2016, em três anos a produção anual de veículos a célula a combustível quadruplicou. Esse aumento impulsionou o mercado de hidrogênio e a economia chinesa, trazendo também interesse no desenvolvimento da infraestrutura local e assim refletindo no número de postos de abastecimento, que também mais que triplicou em dois anos (TU, 2020).

Observa-se que as metas e o comprometimento com o roteiro traçado vêm sendo concretizados. Nesse sentido, a Tabela 4.4 estabelece as metas gerais do país, encontradas no *Roadmap* de veículos elétricos e células a combustível.

Tabela 4.4 - Metas gerais estabelecidas pela China.

Metas gerais	2020	2025	2030
Número de FCEVs	5.000 FCEVs de pequena escala, demonstração e para uso no serviço público e áreas específicas.	~50.000 Um grande número de FCEVs particulares e de serviço público.	Um total de 1 milhão de FCEVs particulares, de passageiros e comerciais em grande escala.
Estações de abastecimento	100	350	1.000
Infraestrutura	Fornecimento via fontes renováveis e gaseificação de carvão.	Separação eficiente de hidrogênio e tecnologia de purificação de baixo custo.	Hidrogênio via fontes renováveis.
	Armazenamento e transporte do gás comprimido em alta pressão.	H ₂ Líquido criogênico.	Transporte e armazenamento em LCOH.

Fonte: Elaborado pelos autores.

A China fez um grande avanço no abastecimento de hidrogênio e construiu mais de 250 estações de reabastecimento de hidrogênio, representando cerca de 40% do total mundial, ocupando o primeiro lugar no número de estações, também já contando com mais de 8.400 FCEVs (NDRC, 2022). No planejamento, o número de postos de abastecimento de hidrogênio deve aumentar para 1.000 até 2050, o equivalente a um crescimento próximo de 18% ao ano nas próximas três décadas. Além disso, em uma perspectiva mais otimista, o número de FCEVs deve chegar a 1 milhão até 2050.

Apesar das grandes perspectivas de redução de emissões no setor energético, o principal objetivo do desenvolvimento da economia do hidrogênio na China é a inovação e liderança tecnológica, que pode ser alcançada por meio de *clusters* industriais e economias de escala, além da obtenção da sua própria segurança energética. Para isso, a China se aproveita da capacidade de reduzir significativamente o custo de fabricação de componentes, por meio do agrupamento de sua grande rede industrial, com baixo custo de mão de obra e a capacidade de produção em larga escala (YUNZHE *et al.*, 2020). Nesse sentido, pode-se caracterizar as principais estratégias e objetivos da China por meio da Figura 4.21.

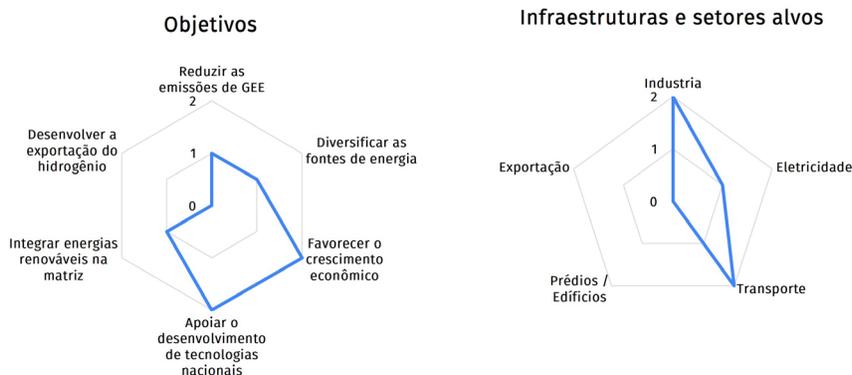


Figura 4.21 - Principais estratégias da China.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

4.10.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

Atualmente, a maioria dos esforços regulatórios têm sido feitos por governos locais. Durante os primeiros seis meses de 2020, 37 políticas de apoio à economia do hidrogênio foram publicadas por vários níveis de governo, incluindo 7 por autoridades do governo central e 30 por governos locais. Shandong sozinha emitiu 6 políticas de apoio ao hidrogênio, seguidas por 5 de Guangdong (TU, 2020; YUNZHE *et al.*, 2020). Isso aconteceu porque o governo central introduziu um esquema com base em recompensa para estimular a promoção de demonstrações de hidrogênio em nível regional. Assim, 15 províncias da China anunciaram políticas econômicas, energéticas ou automotivas, com 6 delas estabelecendo metas bem específicas de suporte ao hidrogênio, conforme citadas a seguir (ENERGY ICEBERG, 2020):

- i. **Shandong:** Em 2022, construir 30 estações de abastecimento; em 2025, 100 estações de abastecimento e 10.000 veículos em operação; em 2030 possuir 200 estações de abastecimento e 50.000 veículos em operação; e, investir em energia eólica *offshore* para geração de hidrogênio verde, com uma capacidade inédita de 5 GW.
- ii. **Guangdong:** Em 2025, alcançar 90 estações de abastecimento, abastecidos através de uma planta de desidrogenação de propano (5 cidades estabeleceram planos de desenvolvimento específicos para o hidrogênio).

- iii. **Hebei:** 43 projetos aprovados como prioritários, focando principalmente em produção através de energia eólica.
- iv. **Henan:** Em 2023, ter 5 cidades com estrutura de demonstração de FCEV, 60 linhas de ônibus com células a combustível, 3.000 FCEV e 50 estações de abastecimento em operação; em 2025, alcançar 5.000 FCEV e 80 estações de abastecimento em operação.
- v. **Ningxia:** Até 2025, configurar 1-2 estações de abastecimento e 1-2 linhas de ônibus com célula a combustível; investir na cadeia de valor do hidrogênio para produção de químicos.
- vi. **Tianjin:** Em 2022, construir 2 estações de geração baseadas em combinação de plantas de cogeração termoelétrica, 10 estações de abastecimento, 3 plantas de demonstração de aplicação de FCEV e 3 linhas de ônibus a FCEV.

Além dos avanços no setor de transportes, em agosto de 2020, a National Alliance of Hydrogen and Fuel Cell (NAHFC), publicou junto com o Hydrogen Council o relatório “Path to Hydrogen Competitiveness - A Cost Perspective”, destacando a grande capacidade do mercado chinês na redução dos custos associados à produção de hidrogênio e ao desenvolvimento da tecnologia no país, ressaltando as oportunidades que tem a oferecer, inclusive na possibilidade de fabricação de materiais e produtos químicos sintéticos, tornando essas indústrias mais limpas (HYDROGEN COUNCIL, 2020b).

Como aspectos a serem desenvolvidos, destaca-se que atualmente a China não tem uma estrutura legislativa bem definida para projetos de hidrogênio em vários setores. A base política para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio está baseada principalmente nos planos e políticas de planejamento nacional e nas regulamentações locais, não sendo um plano ou estratégia específica. Apesar disso, considerando suas habilidades de manufatura e capacidade de financiamento, a China pode desempenhar um papel proativo ajudando nas transições de energia limpa em países parceiros, notadamente para economia do hidrogênio (IEA, 2020b).

4.11 MENA

4.11.1 Perfil energético

A região MENA contribui consideravelmente para a produção de petróleo e gás globalmente, mantendo uma alta parcela de reservas comprovadas de petróleo bruto e gás natural. Uma forte conexão entre os combustíveis

fósseis e o desenvolvimento socioeconômico tornam a região altamente vulnerável aos impactos das mudanças climáticas (AGHAHOSSEINI, 2020).

A geração de energia a partir de fontes renováveis – embora claramente crescente – ainda é baixa atualmente e as usinas funcionam principalmente a gás natural e petróleo, que dominam o setor de geração de eletricidade. O fato de que enormes recursos e reservas de petróleo bruto e gás natural estão disponíveis em países do MENA, não indica que essa seria uma única via. A região possui 45% e 49% do total de gás natural global e reservas de petróleo bruto comprovado (TIMMERBERG *et al.*, 2019). No entanto, existem enormes áreas disponíveis para o aproveitamento de fontes renováveis, combinado a um excelente potencial solar e eólico que experimentaram uma redução de custos significativa na última década, podendo resultar na descarbonização da região (AGHAHOSSEINI, 2020). Na região MENA cada pessoa tem estatisticamente 23.000 m² disponíveis para produção de eletricidade. Isso corresponde a uma densidade populacional de 44 pessoas/km². Para efeito de comparação, apenas 17.000 m² estão disponíveis para um cidadão médio do mundo. Para um cidadão de um país populoso como a Alemanha, há apenas 4.000 m² disponíveis (TIMMERBERG *et al.*, 2019).

Em certos países, os sistemas fotovoltaicos e as turbinas eólicas podem fornecer eletricidade com até 2.200 h/a e acima de 4.000 h/a em plena carga. Assim, existe um grande potencial para a produção de eletricidade a partir de ER, que poderia ser aproveitado para cobrir a demanda local de eletricidade de maneira adequada ao clima e que possivelmente também poderia ser exportado como o petróleo bruto e o gás natural são exportados hoje (TIMMERBERG, 2019). No caso do MENA, nota-se que essa não é uma região determinada geopoliticamente, portanto não foi possível encontrar os respectivos dados. Nesse sentido, a região geopolítica que mais se assemelha com o grupo e mais possui países em comum é o Oriente Médio.

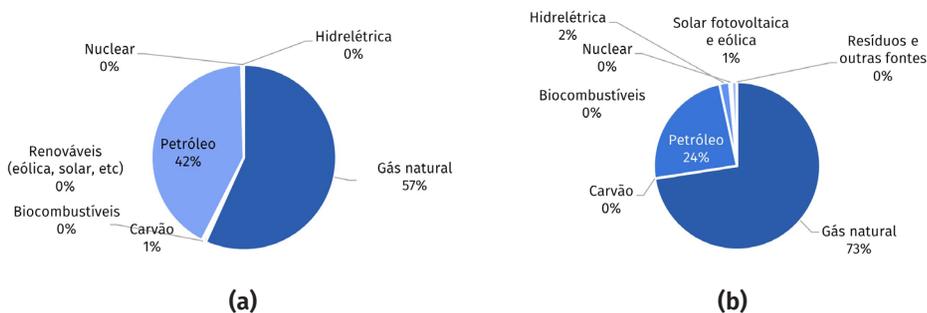


Figura 4.22 – Matrizes (a) energética e (b) elétrica da região do Oriente Médio em 2020.

Fonte: Autoria própria com base nos dados da IEA, 2022a.

4.11.2 Histórico de Desenvolvimento

Os principais produtores e exportadores de petróleo e gás do mundo, principalmente a Arábia Saudita, são países da região do MENA, e considerados a base do sistema de energia global atual. Todavia, a transição energética representa um desafio fundamental para sua estabilidade econômica interna. A resultante da baixa do preço do petróleo, a queda abrupta na demanda global, durante a pandemia de covid-19 e a baixa no desempenho do *West Texas Intermediate*, uma das referências na precificação do petróleo, que pela primeira vez na história entrou no negativo, gerou uma situação de desequilíbrios macroeconômicos dos países do MENA, levando-os a avaliar cada vez mais os projetos e planos de inserção do hidrogênio em suas economias. Assim, os preços de leilão para sistemas solares fotovoltaicos atingiram os mais baixos níveis nos Emirados Árabes Unidos e Arábia Saudita, onde os valores situaram-se abaixo de US\$ 0,03/kWh (IRENA, 2020b).

Para a maioria das economias do MENA, esses fatores têm gerado um cenário de rigidez no orçamento fiscal nacional, que, com o alto crescimento populacional, traz pressões do mercado de trabalho resultando em ferrementas financeiras limitadas para enfrentar as crises. Contudo, diversos autores afirmam que o Oriente Médio não tem ficado parado enquanto a transição energética ganha ritmo, fazendo as seguintes previsões: (1) os produtores do Oriente Médio não vão necessariamente perder influência estratégica com o declínio da demanda de petróleo; (2) o papel geoestratégico do gás no Oriente Médio crescerá com o hidrogênio azul; e, (3) a transição energética oferecerá aos produtores oportunidades estratégicas para impulsionar a alavancagem geopolítica da região. Esses países irão se envolver em uma competição acirrada para participar do mercado global de hidrogênio, exacerbando os riscos geopolíticos regionais e globais e explorando seus potenciais particulares. Assim, alguns produtores poderão se sair melhor do que outros, como no caso da Arábia Saudita e dos Emirados Árabes, dadas suas vastas reservas e seus baixos custos de geração de eletricidade e produção de carbono (OIES, 2021).

Existem duas razões simples pelas quais o Oriente Médio pode se destacar no mercado de hidrogênio: petróleo e sol. Os principais protagonistas, como Saudi Aramco e a Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), já possuem o recurso, a infraestrutura, a experiência e, principalmente, o capital para investir e implantar tecnologias verdes. Sendo assim, o hidrogênio produzido a partir do gás natural, associado à CCUS, tem sido visado por muitos países do MENA. A região possui os melhores recursos solares e eólicos do mundo, permitindo um alto fator de capacidade, o que é crucial para alcançar preços

muito baixos para a produção do H₂ verde. Além da maior usina de energia solar do mundo estar localizada no Marrocos, a Central Elétrica de Ouarzazate, o maior parque solar monolocal do mundo, no Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum, em Dubai, deverá alcançar uma capacidade de 5.000 MW até 2030 (POWER-TECHNOLOGY, 2017; AETOSWIRE, 2020).

Diante das diversas possibilidades e dado seu abundante potencial de fontes de energia renovável, localização e investimentos em tecnologias de CCS, alguns países do MENA planejam se posicionar como principais exportadores de H₂ verde. Cada país apresenta suas particularidades e potenciais para exportação, possuindo uma estratégia particular e um posicionamento diferente no mercado global, como mostrado na Figura 4.23.

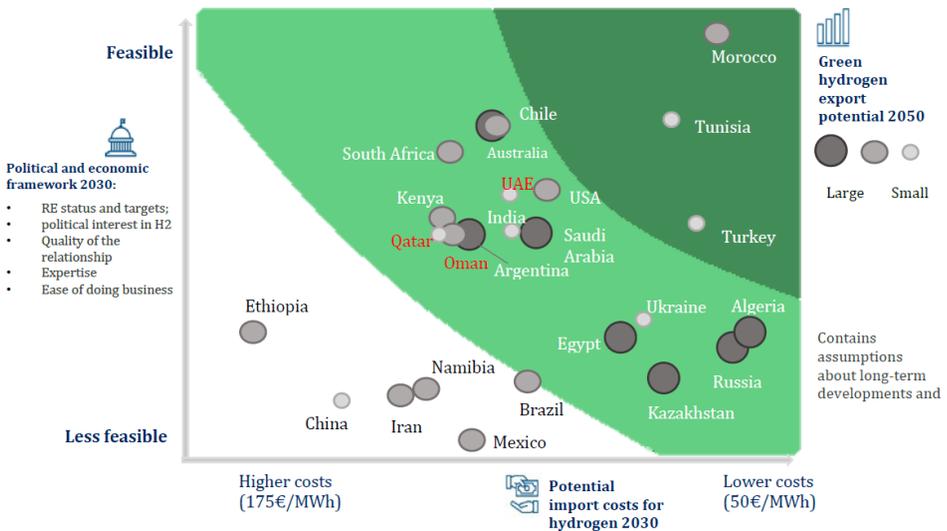


Figura 4.23 - Potencial de exportação de H₂ por país.

Fonte: QAMAR ENERGY, 2020.

O Oriente Médio e o Norte da África estão apostando no hidrogênio como *commodity* para formar a base das novas relações bilaterais de comércio de energia e manter suas posições como principais fornecedores de energia para o mundo. Por exemplo, a produção de H₂ verde no MENA para exportação, apoiando o desenvolvimento industrial e socioeconômico local com muitos novos empregos e o fornecimento do produto para a Europa, os auxiliará a alcançar suas ambiciosas metas de descarbonização (DII; ROLAND BERGER, 2021).

Destaca-se que, até então, três países do Golfo anunciaram projetos oficiais de hidrogênio: Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos (UAE) e Omã.

Em linhas gerais, a Figura 4.24 traz os principais objetivos da região do MENA para a adoção de uma economia do hidrogênio, assim como os setores considerados estratégicos para o seu desenvolvimento (QAMAR ENERGY, 2020).

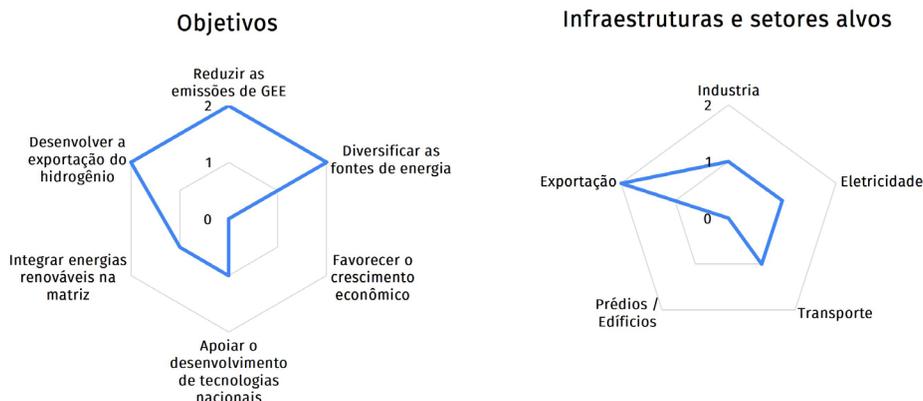


Figura 4.24 - Principais estratégias do MENA.

Fonte: Elaborado pelos autores com dados da WEC, 2020.

4.11.3 Papel do Hidrogênio na Economia

Os países do MENA estão se estruturando na economia do hidrogênio e buscam, com isso, minimizar os impactos causados pela crise atual e as mudanças climáticas, que podem prejudicar sua estabilidade econômica. Além disso, se posicionam para capitalizar seus potenciais recursos para esse mercado. Em geral, a região está buscando engajar-se em projetos colaborativos e investir nessa política será fundamental para ocupar o local de exportador (ZHONGMING, 2020). Líderes do mercado de energia do hidrogênio, como Japão e Alemanha, veem potencial na região MENA para expandir a colaboração internacional, a transferência de tecnologia, a capacitação, bem como um novo mercado para combustíveis verdes.

Devido às elevadas capacidades para projetos solares e eólicos, países como Marrocos, Egito, Arábia Saudita e Omã apresentam casos de negócios interessantes para projetos de hidrogênio verde. Os custos de produção do hidrogênio verde por energia solar no Norte da África são 40% menores do que na Europa. Os custos por meio da produção eólica aproximam-se dos obtidos a partir da tecnologia *offshore* na Europa, com a diferença de que nesse caso o MENA tem projetos *onshore* muito mais baratos (RAZI; DINCER, 2022). É possível observar também que os países do Magrebe, noroeste da África,

já possuem gasodutos conectados à Europa em muitos pontos, podendo ser usados para a exportação, como Argélia, Líbia e Tunísia, que são ligados à Itália, e Argélia e Marrocos, com conexões com a Espanha (VAN WIJK, 2019).

Apesar da tecnologia do hidrogênio ainda estar nos estágios iniciais de desenvolvimento, alguns países já estão no caminho de transição para uma economia mais verde, e espera-se que o setor de hidrogênio venha a crescer nos próximos anos. Os Emirados Árabes já vêm trabalhando em um setor elétrico mais diversificado e sustentável, e por isso, do ponto de vista da política climática, o hidrogênio livre de emissões apresenta atratividade. O país não possui um mecanismo que incentive a redução das emissões, mas pode se destacar na produção de hidrogênio verde tornando-o competitivo em termos de custo, devido às vastas instalações solares que já são suficientes para cobrir uma possível demanda local. A Arábia Saudita tem caminhado com dois grandes projetos que, se bem-sucedidos, podem levá-la a uma nova era de desenvolvimento de hidrogênio (DII; ROLAND BERGER, 2021).

A produção de hidrogênio azul também se tornou uma promessa para países como o Egito, que pode usar sua abundância de gás natural para conversão em hidrogênio, complementado com a tecnologia CCS. A localização do Egito, perto da costa, também possibilita que ele atenda a demanda futura de energia descarbonizada, produzindo H₂ verde em grande escala, por eletrólise e com baixo custo. Sendo assim, dados seus amplos recursos de energia renovável, bem como sua proximidade com os principais mercados, o Egito tem excelentes oportunidades de explorar novos mercados de exportação de energia.

4.11.4 Políticas, Modelos Econômicos e de Mercado

Os Emirados Árabes Unidos estão investindo em projetos de hidrogênio verde e azul no esforço de desenvolver novas fontes de energia limpa. Mas seu roteiro oficial para o hidrogênio ainda não foi publicado e não há atualmente uma estrutura regulatória favorável para projetos de hidrogênio. Por outro lado, o país foi o primeiro da região do MENA a tentar estabelecer uma legislação futura para a indústria de veículos ecologicamente corretos. Em 2019, a Air Liquide, em colaboração com a Al-Futtaim Toyota e a Universidade de Khalifa, apoiou um projeto de desenvolvimento de um veículo elétrico, o Mirai da Toyota, movido a célula a combustível. Assim, a Polícia de Abu Dhabi também anunciou planos para converter sua frota de veículos em FCEVs até 2050. Além de mobilidade, o país pretende explorar o “enorme potencial” de desenvolvimento da economia do hidrogênio para a exportação.

A Autoridade de Eletricidade e Água de Dubai (DEWA) está comprometida em desenvolver um projeto nos Emirados Árabes Unidos chamado Projeto Green Hydrogen, em colaboração com a Siemens Energy, considerado um projeto pioneiro na região de MENA. O projeto tem como objetivo testar e mostrar uma planta integrada em escala de megawatts para produzir H₂ verde usando energia solar, armazená-lo e entregá-lo para reeletrificação, transporte ou indústrias. Além disso, o país também está procurando entrar no mercado do hidrogênio azul capitalizando seu potencial de CCUS. A Estatal Abu Dhabi National Oil Co., maior produtora de energia dos Emirados Árabes Unidos, tem a capacidade de capturar 800.000 t/ano de CO₂ da Emirates Steel e injetar em seus reservatórios de petróleo para recuperação avançada (OECD, 2022). O Marrocos é outro país da região do MENA que planeja se tornar um importante exportador de hidrogênio. Sem reserva conhecida de hidrocarbonetos, o país procura explorar seu grande potencial solar e eólico para desenvolver o hidrogênio. O Marrocos já investiu significativamente em energia renovável (eólica, solar fotovoltaica e energia termossolar) a fim de diminuir sua alta dependência de importação de energia. Até 2030, o país pretende produzir 52% de sua eletricidade proveniente de fontes renováveis, o que corresponde a cerca de 11 GW de energia renovável instalada. A ambição é dedicar um terço do H₂ verde do Marrocos para o mercado interno, enquanto dois terços seriam para as exportações. Dada a sua proximidade geográfica, o Marrocos pode se tornar uma fonte importante de H₂ verde para a Europa. Os laços estreitos com a Alemanha são um exemplo de um futuro posicionamento geopolítico (NOUSSAN *et al.*, 2021). Uma das propostas da parceria visa ao fornecimento de hidrogênio e amônia verdes que podem ser usados como matérias-primas sustentáveis para a indústria de fertilizantes na Alemanha.

Por fim, a título de conclusão, para os países do MENA, o interesse no hidrogênio verde e azul é importante por razões energéticas e geográficas. A maioria dos países da região possuem recursos solares abundantes e muitos deles também contam com recursos eólicos, o que lhes dão uma vantagem geográfica para impulsionar a produção de H₂ verde. Além disso, espera-se que o custo de produção seja menor do que na Europa, competindo com os preços do hidrogênio cinza. Outro fator de destaque é a menor distância para os importadores de hidrogênio, quando comparado a outros exportadores, como a Austrália, o Chile e o Brasil. Pelo fato de o transporte ser um desafio técnico e, notadamente econômico, esse é um aspecto de alta relevância para a competitividade do H₂.

*Caroline Chantre
Adely Branquinho
Allyson Thomas
Ana Carolina Chaves
Eduardo T. Serra
Florian Pradelle
João Azevedo
José Vinícius
Kalyne Brito
Luana Bezerra
Mauricio Moszkowicz
Renata Nohra
Rodrigo Campello
Sergio Leal Braga
Vinícius Botelho
Sayonara Eliziário*

Este capítulo, dividido em cinco seções, é dedicado a apresentar a experiência e potencialidade brasileira na produção e uso do hidrogênio, identificando as principais oportunidades e desafios para o estabelecimento de uma participação efetiva do hidrogênio verde na matriz energética nacional. Além da pesquisa bibliográfica e documental, o capítulo apresenta os resultados de um conjunto de entrevistas realizadas com 28 *stakeholders* de diferentes categorias e segmentos associados ao desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil. Cabe destacar que essas entrevistas foram realizadas entre abril e agosto de 2021, retratando a visão desse período. Os resultados foram analisados no artigo publicado por Chantre *et al.* (2022), intitulado “Hydrogen economy development in Brazil: An analysis of stakeholders’ perception”.

A seção 5.1 apresenta uma revisão sobre a trajetória e os marcos históricos relacionados à questão do hidrogênio no Brasil. A seção 5.2 aborda o *status* da produção e demanda de hidrogênio no país. Em seguida, a seção

5.3 traz um mapeamento dos potenciais *stakeholders* envolvidos na cadeia de valor do hidrogênio, assim como sua possível atuação na economia do hidrogênio. A seção 5.4 aborda as principais oportunidades e desafios identificados no Brasil, enquanto a seção 5.5 apresenta os principais nichos de inserção do hidrogênio na economia brasileira.

5.1 Histórico: trajetória e iniciativas

Durante a década de 1970, o aumento dos custos dos combustíveis fósseis em função das subsequentes crises do petróleo levou muitos países a buscarem novas soluções energéticas. Diante desse contexto, o hidrogênio foi identificado como um potencial vetor energético e recurso alternativo aos combustíveis fósseis. O Brasil, por sua vez, um país com grande diversidade de recursos naturais, optou por centrar seus investimentos em outros recursos, como os hídricos, o etanol e a biomassa. Todavia, a partir da década de 2000, o país começou a desenvolver iniciativas associadas ao hidrogênio e suas tecnologias (LIMA *et al.*, 2014; AHK RIO, 2021a).

Em 2002 instituiu o Programa Brasileiro de Hidrogênio e Sistemas de Célula a Combustível (ProCaC), implementado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia. Em 2003, se tornou membro da Parceria Internacional para Hidrogênio e Células a Combustível na Economia (IPHE), criado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. A parceria, formada por diversos países, que tem o objetivo de desenvolver e implementar tecnologias de hidrogênio de forma comercial, impulsionou novas iniciativas e motivou os avanços significativos para o Brasil no início da década de 2000 (LUBE, 2012; CGEE, 2010). Ainda em 2003 o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) iniciou a implantação do Laboratório de Células a Combustível e Hidrogênio a partir do projeto de P&D ANEEL denominado “Desenvolvimento de Novas Tecnologias de Geração Distribuída de Energia Elétrica – Células a Combustível de Membrana Polimérica de Baixa Potência”, realizado para a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF). Destaca-se que o Laboratório permanece ativo e realizando projetos no tema para as empresas do grupo Eletrobras.

Já em 2005, o programa até então chamado de ProCaC passou a ser conhecido como ProH2 (Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio), tendo como objetivo central promover ações para impulsionar o desenvolvimento nacional das tecnologias de hidrogênio e célula a combustível (CGEE, 2010). Com o amadurecimento das iniciativas e parcerias firmadas até então, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou

o “Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil” que já apresentava, naquela época, uma análise do desenvolvimento de toda a cadeia produtiva, desde a produção a partir de recursos renováveis, até o uso final, notadamente no setor industrial.

Entretanto, tendo em vista que em 2005 as tecnologias de produção de energia renovável não apresentavam competitividade econômica e nem mesmo nível de maturidade tecnológica suficiente, exceto as hidrelétricas, o roteiro propôs uma visão de longo prazo (25 anos) com os seguintes horizontes intermediários associados a metas de produção competitiva do hidrogênio por diferentes rotas (EPE, 2021a):

- 1) Horizonte 2015: produção de hidrogênio comercial, a partir da reforma do gás natural;
- 2) Horizonte 2020: produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água;
- 3) Horizonte 2025: produção de hidrogênio a partir da reforma do etanol e uso da biomassa;
- 4) Horizonte 2030: produção de hidrogênio a partir de processos alternativos.

Apesar da temática de hidrogênio ter perdido relevância com a descoberta do pré-sal no Brasil, foram percebidos avanços no âmbito da Pesquisa e Desenvolvimento. Nesse sentido, em um levantamento dos projetos de pesquisa associados ao hidrogênio e células a combustível nas bases da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), no período de 2013 a 2018, foram identificados 91 projetos, que totalizaram um financiamento na ordem de 34 milhões de reais (EPE, 2021a). Salienta-se que, em geral, os programas relacionados ao FNDCT, que se referem mais a pesquisas básicas e de menor duração, são os mais numerosos (74 projetos) e que possuem menor aporte financeiro médio (média de R\$ 76 mil). Já os projetos da ANEEL e ANP em geral são de duração mais longa e com maior nível de complexidade e inovação associados, o que reflete também no maior valor médio de investimentos, que esteve entre R\$ 1,5 milhão e R\$ 1,9 milhão (EPE, 2021a).

No âmbito dos projetos desenvolvidos em nível nacional, cita-se o Projeto “Armazenamento de Energia” da Companhia Energética de São Paulo (CESP). Iniciado em 2017, o projeto busca produzir hidrogênio a partir de um eletrolisador alimentado por energia solar e energia hidrelétrica. Dessa forma, a produção de hidrogênio ocorrerá nos períodos com geração excedente de energia solar e/ou hidrelétrica, sendo em seguida armazenado para ser

utilizado nos horários de pico, podendo contribuir para a manutenção do balanço energético do sistema (AHK RIO, 2021a).

O projeto de Furnas Centrais Elétricas S/A, que resultou na inauguração de uma planta de geração de hidrogênio verde na área da Usina Hidrelétrica de Itumbiara (Goiás), em 2021, segue o mesmo modelo de produção e uso do hidrogênio do projeto da CESP. No âmbito da Chamada ANEEL n°. 21/2016, o P&D teve como objetivo principal buscar sinergias entre as gerações solar e hidroelétrica e o armazenamento de energia, para inserção no Sistema Interligado Nacional (SIN). Com um investimento aproximado de R\$ 45 milhões, o projeto previu a implementação de geração fotovoltaica para a geração de hidrogênio por eletrólise da água, seguido do armazenamento dele e da posterior conversão em energia elétrica, por meio de células a combustível (CANAL ENERGIA, 2021a; FURNAS, 2021a).

Diante de um cenário de grandes perspectivas, destaca-se que alguns projetos demonstrativos possuem alto potencial para o amadurecimento desse importante vetor energético. A título de exemplo, citam-se dois projetos. O primeiro é a parceria da Nissan com o Laboratório de Genômica e Bioenergia da Unicamp, desde o ano de 2019, para a criação de uma célula de combustível de óxido sólido (SOFC) a partir da energia gerada pelo etanol, sendo a primeira do mundo a ser criada para uso em veículos. O segundo é realizado pela Hytron, com apoio do Programa FAPESP Pesquisa Inovativa em Pequenas Empresas (PIPE). O projeto desenvolveu um sistema de produção de hidrogênio, a partir da reforma de etanol, sendo implementado em contêineres e com potencial para se tornar um grande facilitador do transporte do hidrogênio produzido, com eventual implantação desses sistemas em postos de abastecimento (FAPESP, 2021; SUGIMOTO, 2019).

No setor de transportes, destaca-se o projeto “Ônibus Brasileiro a Hidrogênio”, coordenado pela Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo (EMTU/SP) e dirigido pelo Ministério das Minas e Energia (MME). O projeto consistiu na fabricação, operação e manutenção de quatro ônibus com célula a combustível a hidrogênio por parte de um consórcio formado por oito empresas nacionais e internacionais: Ballard Power Systems, AES Eletropaulo, Epri, Hydrogenics, Tutto Trasporti, Nucellsys, Petrobras Distribuidora e Marcopolo, além da instalação de uma estação de produção de hidrogênio por eletrólise a partir da água e abastecimento dos ônibus. Desse modo, o Brasil se tornou o primeiro país da América Latina a possuir uma frota de ônibus movido a células a combustível (FINEP, 2015).

Em nível internacional, em 2010, o Brasil era reconhecido como líder em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e Inovação (PD&I) sobre

tecnologias de hidrogênio na América Latina (CGEE, 2010). Apesar dessa posição de liderança, os investimentos na temática do hidrogênio e em suas tecnologias não foram suficientes para proporcionar o crescimento esperado desse vetor energético. Entre 1999 e 2007, o Brasil investiu cerca de R\$ 135 milhões em projetos de hidrogênio, aproximadamente 25% do investimento da Rússia, Índia e China, e 3% a 5% do Japão, União Europeia e Estados Unidos (LUBE, 2012).

No âmbito regulatório, o Brasil ainda carece de normas específicas para o hidrogênio. No entanto, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) iniciou, por meio da Comissão de Estudo Especial de Tecnologias de Hidrogênio (ABNT/CEE 067), a discussão sobre a normatização das tecnologias de hidrogênio, considerando sistemas e dispositivos para produção, armazenamento, transporte, medição e uso do hidrogênio, bem como pilhas a combustível (ABNT, 2021).

Em termos de perspectivas futuras, uma série de iniciativas se destacam. Em 2021, foi assinado um memorando de entendimento (MoU) entre o Governo do Estado do Ceará, a Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC), a Universidade Federal do Ceará (UFC) e o Complexo Industrial do Porto do Pecém (CIPP), com o objetivo de desenvolver políticas públicas de energias renováveis para contribuir com o desenvolvimento do *hub* de hidrogênio verde no Ceará e atrair novos investidores (EPE, 2021a).

Desde então, o CIPP já firmou dois pré-contratos (Fortescue e AES) e vários memorandos de entendimento com o governo do estado e empresas como AES Brasil, Fortescue Future Industries, Linde, Qair, TransHydrogen Alliance, Eren do Brasil, Casa dos Ventos, Engie, EDP Renováveis e White Martins (MACHADO, 2022). Atualmente, a EDP Renováveis está implantando uma planta de eletrólise de 1,25 MW no site da UTE Pecém, que consumirá energia solar a ser instalada em área contígua (EDP, 2021).

Sob as mesmas bases, o Porto de Açu, no norte do estado do Rio de Janeiro assinou um MoU com a Fortescue Future Industries (FFI), com o objetivo de desenvolver projetos industriais e estabelecer um *hub* de exportação de hidrogênio verde no estado. A parceria permitirá que ambas as empresas conduzam um estudo de viabilidade para a instalação de uma planta de hidrogênio de 300 MW e com capacidade para produzir 250 mil toneladas de amônia verde por ano. O MoU também estabelece as bases para o desenvolvimento de projetos de geração de energia solar e eólica *offshore* na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (CANAL ENERGIA, 2021c; PORTO DO AÇU, 2021; REUTERS, 2021).

Além da FFI, a empresa norueguesa Equinor ASA também pode ser uma parceira para o projeto, uma vez que assinou um MoU com Porto de Açu separadamente para avaliar a construção de uma usina solar no local (REUTERS, 2021). Adicionando ao exposto, a secretaria de Desenvolvimento Econômico de Maricá informou que a prefeitura está tentando estabelecer uma linha de montagem de ônibus movidos a combustível limpo, o que pode influenciar bastante a demanda pelo hidrogênio no estado do Rio de Janeiro.

Em nível internacional, ressalta-se a posição favorável do Brasil para se tornar um *hub* de exportação, devido à estabilidade do marco jurídico do setor elétrico, bem como pelas suas características climáticas e geográficas, marcadas pelas altas incidências solares e eólicas. O Brasil também possui um grande porte populacional e setores estratégicos com capacidade de implementar uma economia do hidrogênio (LUPION, 2020).

Apesar do reconhecimento do grande potencial para produção de hidrogênio, pode-se dizer que o Brasil apresentou iniciativas e desenvolvimento de tecnologias de hidrogênio consideradas relativamente tardias em nível mundial. Apenas recentemente foi discutida a necessidade de desenvolver uma estratégia brasileira para o hidrogênio, por meio da nota técnica desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em fevereiro de 2021. O documento consolidou a estratégia conhecida por “hidrogênio arco-íris”, investindo em vários métodos de obtenção do gás com o objetivo de aproveitamento da disponibilidade de recursos, demanda e localidade (EPE, 2021a).

Adicionalmente, em março 2021, foi anunciada a instalação da Frente Parlamentar de Energia Renovável, iniciativa que conta com mais de 200 parlamentares e que tem, entre suas prioridades, a geração de energia por meio de tecnologia, exploração de hidrogênio e pequenas centrais hidrelétricas (ANEEL, 2021).

Ainda nesse contexto, com o intuito de estimular pesquisas e inovações tecnológicas, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propôs a Resolução nº 2, que priorizou recursos para estudos em sete áreas, entre elas o hidrogênio. A resolução, aprovada em março de 2021, tem como objetivo alinhar a aplicação de recursos para o investimento em pesquisa e desenvolvimento e a estratégia de longo prazo do setor de energia do Brasil (MME, 2021a).

Em seguida, a Resolução CNPE nº 6/2021 determinou a realização de estudo para a proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). Em julho de 2021, a proposta de diretrizes foi publicada, com base em três pilares: políticas públicas, tecnologia e mercado; e seis eixos: fortalecimento das bases tecnológicas, capacitação e recursos humanos,

planejamento energético, arcabouço legal e regulatório, crescimento do mercado e competitividade, e cooperação internacional (MME, 2021b; 2021c).

No ano de 2022, a Resolução CNPE nº 6/2022 instituiu o PNH2, com o objetivo de fortalecer o mercado e a indústria do hidrogênio enquanto vetor energético no Brasil, e estabeleceu a governança do programa, sob coordenação do MME. Entre os princípios do PNH2, estão o reconhecimento da diversidade de fontes energéticas e alternativas tecnológicas disponíveis ou potenciais, a busca de sinergias e articulação com outros países e a descarbonização da economia (MME, 2022).

Com a aceleração das discussões no âmbito nacional acerca do potencial do hidrogênio, a EPE publicou outras quatro notas técnicas ao longo de 2022. As duas primeiras versam sobre a produção e consumo de hidrogênio em refinarias no Brasil (EPE, 2022a) e a produção de hidrogênio cinza, a partir da reforma a vapor do gás natural (EPE, 2022b). No âmbito da cooperação técnica “Programa de Energia para o Brasil” (BEP, da sigla em inglês), as últimas duas notas versam sobre a produção de hidrogênio azul, com uso de CCS (EPE, 2022c), e de hidrogênio turquesa, a partir da pirólise do gás natural (EPE, 2022d).

Por fim, dada a centralidade do segmento industrial no desenvolvimento de uma estratégia de hidrogênio, a Confederação Nacional da Indústria (CNI, 2022) publicou, em agosto de 2022, um estudo intitulado “Hidrogênio sustentável: perspectivas e potencial para a indústria brasileira”, em que, a partir do levantamento de iniciativas internacionais e nacionais, além da identificação de desafios e oportunidades, são apontadas propostas e recomendações para a consolidação de um mercado de hidrogênio sustentável. Com base no histórico apresentado nesta seção, a Figura 5.1 consolida as principais iniciativas brasileiras no âmbito da economia do hidrogênio desde 2000.

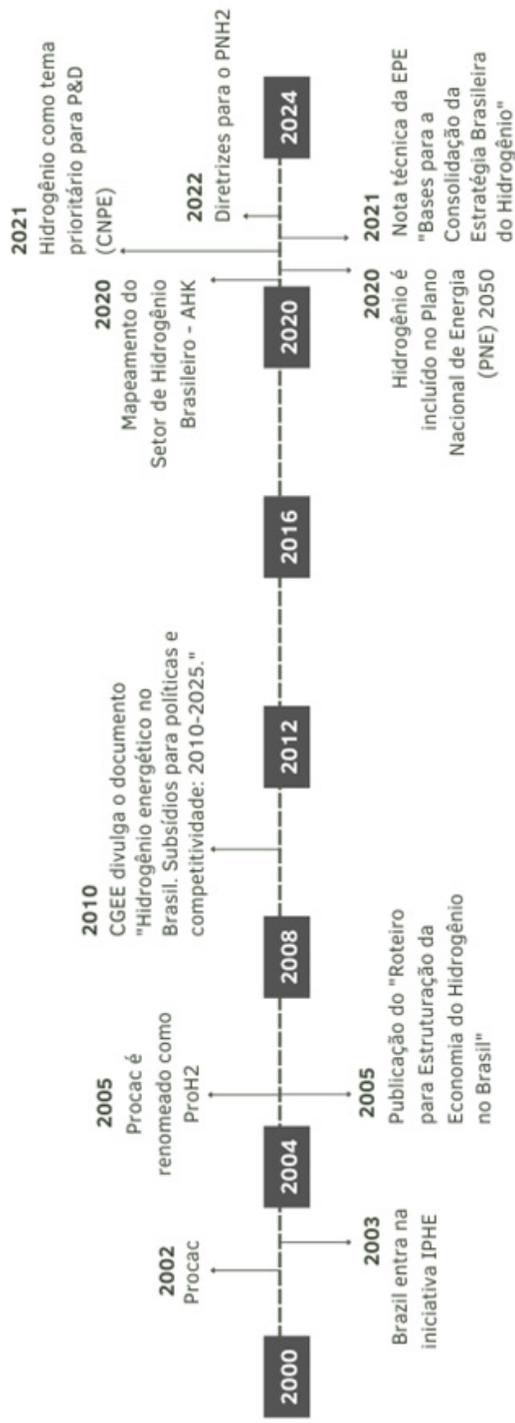


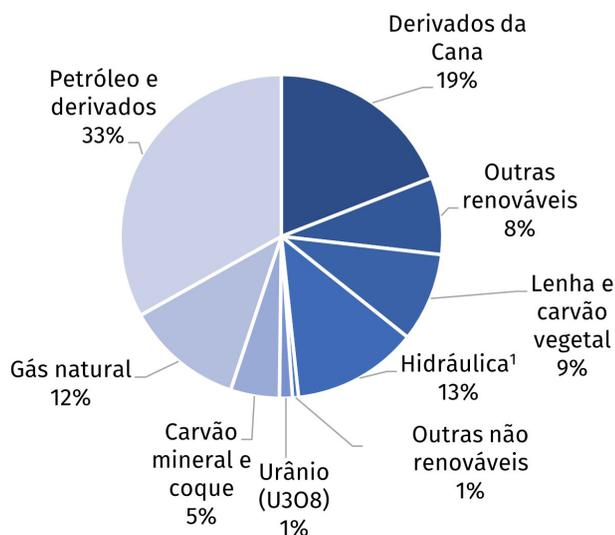
Figura 5.1 - Linha do tempo identificando as principais iniciativas brasileiras sobre o hidrogênio.

Fonte: Elaboração dos autores.

5.2. Produção e demanda

No primeiro momento, cabe destacar o papel de destaque do Brasil devido ao seu grande potencial energético para a produção de hidrogênio verde. Estima-se que, em 2050, a matriz elétrica brasileira terá uma participação de energias renováveis equivalente a 84%, sendo 56,7% proveniente de fonte hidráulica e 27,3% de outras fontes, como biomassa, eólica e solar (MCTIC, 2018). Nesse sentido, no Plano Nacional de Expansão de Energia 2050 (PNE 2050), publicado em 2020, o hidrogênio já é percebido como uma tecnologia disruptiva e estratégica para a matriz energética brasileira.

Em 2020, a oferta interna de energia (OIE) no país atingiu 287,6 Mtep, com uma participação de energia renovável igual a 48,4%. O país apresenta uma das matrizes energéticas mais verdes do mundo, com forte contribuição da biomassa da cana-de-açúcar (19,1% da OIE) e do biodiesel, somada à histórica participação da hidroeletricidade (12,6%) e crescentes adições de fontes renováveis, como eólica e solar (Figura 5.2).



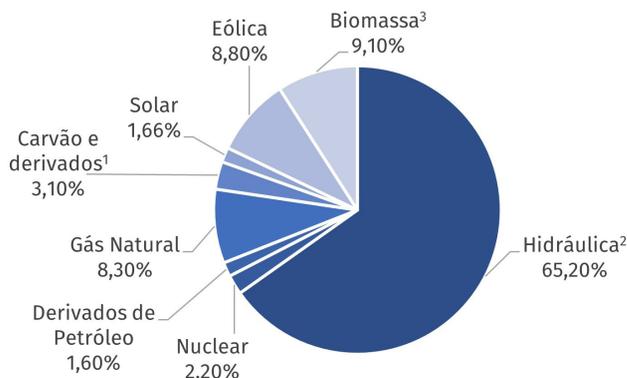
1. Inclui importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica. 1kWh = 860kcal (equivalente térmico teórico - primeiro princípio da termodinâmica).

Figura 5.2 - Oferta interna de energia no Brasil em 2020.

Fonte: Elaboração própria, com base em EPE, 2021c.

A oferta interna de energia elétrica no Brasil atingiu 621,2 TWh em 2020, com expressiva participação da hidroeletricidade, que representa 65,2% do fornecimento doméstico de eletricidade. As fontes renováveis representam, somadas, 84,8% da matriz elétrica, com expressivo aumento da capacidade

instalada de geração eólica (17,1 TW, 11,4% maior do que 2019) e solar (crescimento de 61,5%, atingindo 10,8 TWh de geração), como apresentado na Figura 5.3.



Notas:

1. Inclui gás de coquearia.

2. Inclui importação de eletricidade.

3. Inclui lenha, bagaço de cana, lúxiva e outras recuperações.

Figura 5.3 - Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2020.

Fonte: Elaboração própria, com base em EPE, 2021c.

A produção e usos industriais do hidrogênio no Brasil encontram-se relativamente consolidados (EPE, 2021a), com o consumo de hidrogênio cinza abastecido por importações, produção local pelos grandes consumidores ou por empresas produtoras de gases industriais. No Brasil, cerca de 90% do hidrogênio é gerado através da reforma de gás natural.

Além da maturidade dessa rota tecnológica, esse cenário pode ser justificado pela presença de diversas reservas de gás natural no país. Segundo a ANP, o país conta com 378.653 milhões de metros cúbicos de reservas provadas em 2021, com crescimento de cerca de 12% quando comparado a 2020 (ANP, 2022). A produção de hidrogênio do país é quase inteiramente concentrada na Petrobras, e o gás produzido não apresenta uso energético, sendo utilizado para o consumo próprio da empresa na produção de outros derivados do petróleo.

Espera-se que, tendo em vista a grande disponibilidade de gás natural, o hidrogênio azul, ainda pouco maduro no país, com apenas duas plantas de produção em operação, desempenhe papel significativo no desenvolvimento da economia do hidrogênio no país. Assim, para a redução das emissões, poderiam ser utilizados sistemas CCS ou CCUS, obtendo-se, assim, o hidrogênio de baixo carbono (H₂ azul). A produção de H₂ cinza emite cerca de 9,5 kg de

CO₂/kg H₂, enquanto o H₂ azul, por seu turno, possui um nível de emissões 85% a 95% menor que o H₂ cinza (IRENA, 2019b).

Ressalta-se que esta é uma tecnologia ainda em desenvolvimento, apresentando restrições de escala, custo e eficiência. A utilização desses sistemas exigirá, também, um aprimoramento nos sistemas de transporte, armazenagem e reutilização de CO₂. Em setembro de 2021, havia cerca de 135 unidades comerciais de CCS em operação ou em desenvolvimento no mundo para capturar carbono emitido em diferentes tipos de processo (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2021). Tendo em vista que o custo atual do processo de captura de CO₂ é de cerca de US\$ 0,21/kg CO₂ em uma planta de reforma a vapor do metano (SMR) (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2020), o que representa um acréscimo de cerca de 10% no preço atual do H₂ cinza, a competitividade do H₂ azul depende de uma redução nos custos de captura de carbono.

Segundo o mapeamento do setor do hidrogênio no Brasil realizado pela Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro (AHK RIO, 2021a), o transporte do hidrogênio até o consumidor final, em geral, é realizado exclusivamente pelo modo rodoviário, principalmente por falta de tecnologias de liquefação e pressurização seguras. Dessa maneira, a logística atual é percebida como ineficiente, tendendo a apresentar custo superior ao próprio hidrogênio transportado.

Apesar do potencial de desenvolver a economia do hidrogênio, o país caminha a passos lentos no desenvolvimento de estratégias, políticas públicas e de incentivo que possam incentivar a consolidação desse novo mercado. Ao mesmo tempo, embora a aceitação pública seja analisada como crucial para a implementação da economia do hidrogênio, pouco se discute sobre as estratégias que poderiam ser adotadas nesse campo. Assim, a disseminação do conhecimento, a comunicação sobre projetos dedicados ao hidrogênio e a apresentação de resultados são ressaltadas como atividades relevantes para a ampliação do apoio, investimento e utilização desse novo vetor energético e combustível renovável (CHANTRE *et al.*, 2022).

Da mesma forma que os países desenvolvidos, as metas de descarbonização induzirão o país a substituir os combustíveis fósseis atualmente utilizados na indústria e nos transportes por outros não emissores ou de baixa emissão de CO₂. A Figura 5.4 mostra que, diferentemente de países desenvolvidos, os setores industrial e de transportes são os que mais emitem carbono no Brasil, com 47% pelo setor de transportes e 21% pelo setor industrial (IEA, 2021c).

A indústria respondeu por 30,7% do total de energia consumido em 2019. As energias renováveis representaram 58% do consumo energético da

indústria em 2019. Entre os combustíveis fósseis, o carvão liderou com 13,5% do total, seguido pelo gás natural, com 10,5% do total (EPE, 2020a). Nesse setor, os combustíveis fósseis poderão ser substituídos pelo hidrogênio.

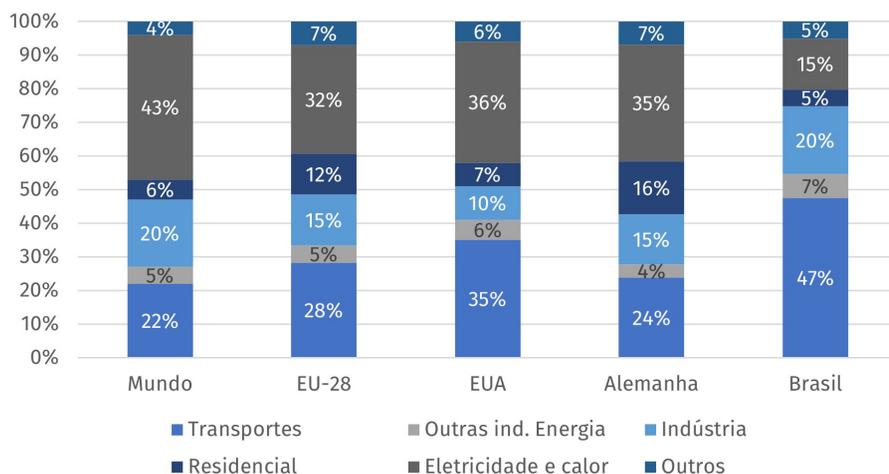


Figura 5.4 - Distribuição das emissões de CO₂ em 2020 para alguns países.

Fonte: Elaboração própria com dados da IEA, 2021c.

A matriz energética dos transportes, que correspondeu a 32,7% do total consumido no país, contou com 25% de participação de combustíveis renováveis (etanol e biodiesel representaram 20,6% e 4,5% do total, respectivamente) e foi liderada pelo óleo diesel e pela gasolina (41,9% e 25,3%, respectivamente). A participação do gás natural atingiu 2,4% do total (EPE, 2020a). Dessa forma, o hidrogênio pode substituir gradativamente o consumo dos combustíveis fósseis, com a introdução no mercado de veículos a células a combustível (FCEV). Adicionalmente, ressalta-se que o desenvolvimento do mercado de FCEV depende da implantação de uma rede de abastecimento de H₂, o que tem sido um desafio em todos os países, pelo grande montante de investimentos requeridos (EPE, 2020b).

Atualmente, o país apresenta excedente de gás natural e tem perspectiva de ter sua produção aumentada, em função das reservas do pré-sal. Assim, o H₂ cinza, que é uma transição para o mercado do H₂ verde, poderia ser utilizado para a abertura/expansão de mercados de hidrogênio (EPE, 2020b). No entanto, considerando a malha de gasodutos atualmente existente, basicamente próxima à costa, essa produção não deverá atingir os mercados no interior do país no curto/médio prazo, o que pode ser uma oportunidade

para instalação de geração local de H₂ verde por meio de eletrolisadores de menor porte (EPE, 2022e).

Simultaneamente, há perspectiva de expressiva demanda por hidrogênio verde em nível internacional. Em 2019, o H₂ foi o 322º produto mais comercializado no mundo, representando 0,055% do comércio total. O Brasil já participa desse mercado tanto como importador quanto como exportador. Em 2021, as exportações brasileiras representaram 4,5% do total, com US\$ 446 milhões. Os principais compradores foram o Reino Unido (33,1%), os Estados Unidos (31,3%) e a Alemanha (10,9%). As importações brasileiras representaram 0,49% do total, com os Estados Unidos respondendo por 88,7% do total (OEC, 2021).

As projeções da Agência Internacional de Energia para atingir emissões líquidas zero estimam que a demanda por hidrogênio crescerá quase 6 vezes até 2050, atingindo 530 Mt (IEA, 2021b). Há maciços investimentos em P&D nos países desenvolvidos e potenciais importadores do H₂ verde, o que aponta para um foco em redução e diluição dos custos de capital dos eletrolisadores. Projeções apontam para redução de custos de produção do hidrogênio verde para US\$ 1,4 a 2,3 por kg até 2030, possibilitando a paridade de custos com o H₂ cinza (HYDROGEN COUNCIL, 2021).

5.3 Atores da economia do hidrogênio no Brasil

Com base na pesquisa bibliográfica e documental (GOV.COM; AHK RIO, 2021a, DGP/CNPq), foi realizado um levantamento dos *stakeholders* envolvidos, no âmbito nacional, com a implementação de uma economia do H₂. A partir da definição do universo de *stakeholders*, foram realizadas entre abril e agosto de 2021 entrevistas semiestruturadas, com o objetivo de discutir o desenvolvimento da economia do H₂ no Brasil, com base em quatro principais tópicos: vantagens competitivas, projetos e principais resultados obtidos, políticas públicas e barreiras e desafios encontradas.

O levantamento dos *stakeholders* resultou na identificação de 172 atores, divididos em cinco categorias de análise:

- a) *Associações*: Entidades representativas, sem fins lucrativos, com atuações em setores correlatos à indústria de H₂ e derivados;
- b) *Centros de Pesquisa*: Laboratórios, institutos e centros de pesquisa voltados ao desenvolvimento de tecnologias e insumos ou produção de H₂ e derivados;
- c) *Empresas*: Atores privados com atuação efetiva ou potencial na cadeia de produção do H₂ enquanto produtor (insumos, equipamentos ou H₂ e derivados), consumidor ou intermediário;

- d) *Entidades governamentais*: Empresas públicas, autarquias ou órgãos governamentais envolvidos no financiamento, regulação, normatização ou desenvolvimento de políticas públicas associadas ao H₂ e derivados;
- e) *Universidades*: Laboratórios, grupos de pesquisa, departamentos ou núcleos especializados em temas correlatos ao H₂ e derivados.

5.3.1 Associações

Entre as vinte associações identificadas (ver Apêndice 1), é importante destacar o papel central da Associação Brasileira do Hidrogênio (ABH2), que se dedica a reunir e organizar a pesquisa científica e o desenvolvimento tecnológico na área de Hidrogênio no Brasil. A associação foi fundada em abril de 2017 e, desde 2018, atua ativamente na organização de conferências internacionais e congressos nacionais sobre a energia do hidrogênio (ABH2, 2020). Devido ao nível de maturidade da cadeia produtiva do H₂, há ainda poucos membros do setor industrial, ainda que as últimas adesões à associação tenham sido de empresas do setor privado, demonstrando o início de uma dinâmica de valorização do H₂ no âmbito nacional.

Além disso, é reconhecido o papel de associações de segmentos industriais, como a Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base (ABDIB), a Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (ABIMAQ), a Associação Brasileira de Recuperação Energética de Resíduos (ABREN) e a Associação Brasileira de Tecnologia para Construção e Mineração (SOBRATEMA) para o desenvolvimento de uma cadeia produtiva nacional, criando uma conjuntura favorável à viabilização de investimentos e infraestruturas e a capacitação de recursos humanos. A ABIMAQ foi parceira do trabalho realizado pela AHK no mapeamento nacional do setor de hidrogênio verde no Brasil e a SOBRATEMA, além de ser membro da ABH2, foi a idealizadora da BW Expo 2020, onde foram apresentados os resultados do levantamento da AHK (AHK RIO, 2021a; MOVIMENTO BW, 2020).

A Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro (AHK Rio) tem atuado ativamente na atração de investimentos para a região, ampliando o comércio bilateral e fortalecendo os negócios entre empresas alemãs e brasileiras. A organização vem se empenhando em difundir o uso do hidrogênio como fonte de energia consolidada na economia, atuando como pioneiros na transição energética brasileira e no estabelecimento de uma rede de contatos intersetorial (AHK RIO, 2021b).

A ABREN, por sua vez, atua na articulação de projetos de implementação de tecnologias de recuperação energética de resíduos para produção de hidrogênio, como de usinas de gaseificação a plasma ou leito fluidizado, e integra o Global Waste to Energy Research and Technology Council (GWC). Ambas as instituições se dedicam à promoção das melhores práticas de gestão integrada e sustentável de resíduos por meio da sua recuperação energética, conhecida como *Waste-to-Energy* (WTE) ou *Energy from Waste* (EfW) (ABREN, 2021). A organização possui parcerias com a ABH2, SOBRATEMA, entre outras associações.

A Confederação Nacional da Indústria (CNI) é a principal representante da indústria brasileira na defesa e na promoção de políticas públicas que favoreçam o empreendedorismo e a produção industrial. A CNI lançou em agosto de 2022 o estudo chamado “Hidrogênio sustentável: perspectivas e potencial para a indústria brasileira”. Esse estudo apresenta um mapeamento e a avaliação de políticas, iniciativas e programas de hidrogênio sustentável em desenvolvimento, nos âmbitos nacional e internacional. O trabalho avaliou, em especial, as oportunidades e desafios do uso de hidrogênio sustentável como vetor energético rumo a uma economia de baixo carbono. O foco da instituição é a construção de marcos regulatórios que tragam segurança aos investimentos, incentivo à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologias, adoção das melhores práticas internacionais e promoção de estudos que dimensionem adequadamente o potencial do segmento (CNI, 2022).

Ressalta-se, assim, que as associações têm atuado diretamente na mobilização de agentes setoriais correlatos ao H₂ e derivados, bem como na promoção de pesquisas científicas e desenvolvimento tecnológico do H₂ no contexto nacional. Nesse sentido, os projetos destacados concentram-se na articulação entre *players* setoriais, bem como estreitamento das relações e interações com agentes responsáveis pela inovação em termos da economia do H₂. A ABH₂ possui atuação direta na organização de reuniões, eventos e *webinars* para difusão de conhecimento e projetos desenvolvidos no Brasil. De forma similar, a AHK tem promovido a difusão de conhecimento e inovação acerca do H₂ em três projetos recentes, voltados para o H₂V: desenvolvimento de um *site* sobre o mercado de H₂V no Brasil chamado Portal de Hidrogênio Verde; criação de uma Aliança Brasil-Alemanha para o Hidrogênio Verde em 2020; e, projeto de inovação, com ênfase na articulação entre os países (AHK RIO, 2021b). A ABREN, por sua vez, tem desenvolvido novos projetos, em fase de elaboração, com empresas e entidades governamentais, voltadas à produção do H₂ branco, a partir de resíduos sólidos.

5.3.2 Centros de pesquisa

Um total de 14 centros de pesquisa em cinco estados e três regiões da Federação (Nordeste, Sudeste e Sul) foram identificados. As buscas desenvolvidas não permitiram identificar nenhum ator dessa natureza nas regiões Norte e Centro-Oeste, nas quais observa-se também as menores concentrações de atores acadêmicos.

Nesse levantamento, o estado de São Paulo concentra 50% dos centros de pesquisa, seguido dos estados do Rio de Janeiro (21%) e do Paraná (14%). O Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação (IATI), no estado de Pernambuco, e o Laboratório de Estudos em Biogás da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA), em Santa Catarina, fecham a lista de atores, cuja descrição detalhada se encontra no Apêndice 2.

Entre os diferentes atores, o Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES) e o CEPEL, localizados no Rio de Janeiro e vinculados à Petrobras e à Eletrobras, respectivamente, desenvolvem um papel central visto a posição das estatais no setor energético. Assim, o CEPEL possui um Laboratório de Células a Combustível (LabCelComb) desde 2002, a partir de um projeto desenvolvido para a CHESF, onde realiza atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em temas como: geração de energia elétrica à base de células a combustível, incluindo produção de H_2 a partir de gás natural e biomassa; avaliação técnico-econômica de sistemas de geração de energia com células a combustível e H_2 ; e, estudos de desenvolvimento e caracterização de materiais e componentes desses sistemas (ELETROBRAS, 2013).

O Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH), localizado em Campinas (São Paulo), resultou de um convênio entre o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), a Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), a Universidade de São Paulo (USP), a Centrais Energéticas de Minas Gerais (CEMIG) e a organização não-governamental Vitae Civilis (FAPESP, 2001). Essa entidade pretende promover, por meio de rede de informação, a divulgação e difusão de referências sobre programas, projetos, pesquisas, desenvolvimentos científicos e tecnológicos do aproveitamento energético do hidrogênio; propor e realizar pesquisas científicas e tecnológicas, próprias ou em cooperação com outras entidades interessadas, desenvolvendo alianças estratégicas nessa área de atividade; e, promover a capacitação e treinamento nesse tema.

O Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN) é uma autarquia vinculada à Secretaria de Desenvolvimento Econômico (SDE) do Governo do Estado de São Paulo e gerida técnica e administrativamente pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), órgão do MCTI (IPEN, 2022). Desde o

ano 2000, possui como linha de pesquisa a área de sistemas energéticos eficientes e de baixo impacto ambiental, com foco no estudo e desenvolvimento da tecnologia de células a combustível.

Também localizado em São Paulo, o Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM) associa atividades desenvolvidas pela UNICAMP e o IPEN em prol do desenvolvimento de tecnologias para a geração de hidrogênio por eletrólise e fotoeletrólise da água, assim como a formulação de catalisadores para uso posterior desse hidrogênio (CNPEM, 2021). Já o Centro de Pesquisa para Inovação em Gases de Efeito Estufa (RCGI) tem como metas desenvolver pesquisa e inovação para o uso sustentável do gás natural, biogás, hidrogênio e gestão, transporte, armazenamento e uso de CO₂ em escala global, por um lado, e difundir o conhecimento e despertar o Brasil e outros países para o potencial econômico e energético do gás natural e do hidrogênio, por outro. Baseado na USP, esse centro recebe apoio dos patrocinadores fundadores que são a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e a Shell, mostrando a estreita relação entre a indústria e o mundo acadêmico (FAPESP, 2020).

No Paraná, o Núcleo de Pesquisa em Hidrogênio (NUPHI) do Parque Tecnológico Itaipu (PTI) é o único centro de pesquisa a fazer parte da ABH2, além de pertencer também à Rede Paranaense de Pesquisa em Hidrogênio (SIMPHI). Os principais propósitos dos projetos desenvolvidos pelo NUPHI são proporcionar, no campo tecnológico, a pesquisa, o desenvolvimento e a inovação em equipamentos, os métodos e processos, contribuindo com as parcerias nacionais e internacionais para o desenvolvimento da economia do Hidrogênio, e dominar a tecnologia de construção de eletrolisador alcalino, tendo em vista a geração de empresas de pequeno e médio porte no Brasil. Assim, o NUPHI investiga o ciclo de vida do hidrogênio, envolvendo as etapas de produção, purificação, compressão, armazenamento, controle de qualidade, transporte e uso final em células a combustível e outras aplicações (ALVARO, 2018).

Historicamente, o Brasil participou de diversas iniciativas para a inserção do hidrogênio na cadeia produtiva, porém a maioria sem avanço expressivo. Nota-se que os centros de pesquisa analisados possuem *expertise* em diferentes áreas, com diversas publicações e fortalecimento de parcerias interinstitucionais. O PTI possui maior foco na área de eletrolisadores alcalinos, enquanto o CEPTEL e o IPEN atuam de forma expressiva na área de células a combustível. Este último possui atuação, ainda, em materiais catalisadores e reforma de etanol, e o RCGI apresenta experiência de longo prazo na captura e armazenamento de carbono, com grande potencial para projetos de hidrogênio azul.

Em função do histórico de atuação no tema, o Parque Tecnológico de Itaipu (PTI) possui projetos voltados ao desenvolvimento de soluções nacionais de conversão e produção de hidrogênio com Furnas. Além disso, o PTI desenvolve projetos internos na operação, manutenção e controle de planta de produção, empregando rota do H₂V, a partir da geração solar. Por fim, o PTI apresenta o desenvolvimento de pesquisa aplicada para a utilização de H₂ em soluções industriais e de mobilidade.

Tal como o PTI, o CEPEL se destaca pelo histórico de projetos com empresas como CHESF e Furnas. O primeiro, derivado de um projeto P&D Aneel, teve como objetivo implantar e operar células a combustível, ocorrido em 2004. Em seguida, com Furnas foram desenvolvidos projetos no âmbito da Chamada 21, com o objetivo de utilizar a infraestrutura de Itumbiara, em Goiás (CEPEL, 2021a).

De modo geral, o IPEN possui um rol de projetos de pesquisa com células a combustível, reforma a vapor do etanol e reações de purificação de hidrogênio. O Instituto possui projetos que datam do início da discussão do H₂ no Brasil, no âmbito do Programa Brasileiro de Células a Combustível e Hidrogênio (Pro H₂) do MCTI, em 2002. Recentemente, o IPEN tem trabalhado em estudos sobre o uso do bioetanol em células a combustível do tipo PEMFC e SOFC (projeto FAPESP, em 2016) e em um projeto com a Shell, no âmbito do acordo de cooperação FAPESP-SHELL na área energética.

Por fim, o RCGI atua em projetos de pesquisa na parte de combustão, navios de grande porte, navios híbridos, medição de emissões fugitivas, mitigação de emissões, entre outros. Agora, estão sendo criados cinco novos programas, com o hidrogênio verde incluso. Em relação à captura de carbono, o desenvolvimento de técnicas que maximizem a eficiência da captura no solo está sendo estudado no programa NBS. No Brasil, ainda não há projetos de grande porte de CCS, aponta-se apenas um projeto-piloto de hidrogênio verde em três anos (FAPESP- SHELL).

5.3.3 Empresas

O levantamento de empresas resultou na identificação de 77 atores (Apêndice 3), com atividades pulverizadas e uma grande diversidade de propósitos na cadeia de valor do hidrogênio. Para facilitar a interpretação, os diferentes *stakeholders* foram agrupados em cinco categorias: (i) produtor de insumos; (ii) produtor de equipamentos; (iii) produtor de H₂; (iv) intermediário; e, (v) consumidor.

Em seguida, os atores foram categorizados por diferentes setores de atuação, entre os quais: agronegócio, alimentação, catalisadores, cimento, eletricidade (geração/distribuição), distribuidor de gás natural, fertilizante, mobilidade, siderurgia, vidro, entre outros. É importante notar que uma mesma empresa pode atuar em mais de uma categoria e em mais de um setor, o que torna complexa a interpretação.

Assim, três produtores de equipamentos (a ThyssenKrupp e a Siemens Energy com o fornecimento de planta de eletrolisadores, e a Eletrocell e a Tracel com células a combustível) e sete produtores de insumos foram apontados pela pesquisa, mas somente 64% deles têm atividades provadas relacionadas ao hidrogênio. Importante destacar que o levantamento resultante desse trabalho não permitiu identificar nenhum produtor nacional maduro de eletrolisador ou de célula a combustível, apesar de numerosos trabalhos de P&D terem demonstrado a dependência do país em relação à importação dessas tecnologias.

Dos 24 produtores de hidrogênio identificados, somente 80% têm atividades provadas, devido principalmente ao papel das empresas no setor de geração e distribuição de energia elétrica (9 atores), assim como o fornecimento de gases industriais (6 atores). O setor de petróleo e gás tem também um papel de destaque com 5 atores, atuando como produtor de hidrogênio de origem fóssil e consumidor dele no processo de refino dos derivados de petróleo.

Dos 10 intermediários, 4 têm atividade provada. A Hytron, adquirida em novembro de 2020 pelo Neuman & Esser Group de Aachen da Alemanha (NEA GROUP), desenvolve soluções para as áreas de Energia e Gases Industriais, incluindo estudos, projetos de engenharia, protótipos e cabeças de série, serviços de supervisão, automação, integração e comissionamento de sistemas. Três projetos já foram desenvolvidos com ênfase no hidrogênio (HYTRON, 2022). O Porto de Pecém (CE) foi pioneiro com a parceria com a australiana Enegix Energy no projeto de hidrogênio verde (MARINHO, 2021). Esse acordo está contribuindo para o desenvolvimento de uma Aliança para o Hidrogênio Verde no Brasil e diversos projetos relacionados. Na mesma linha, o Porto do Açu (RJ) apresentou um projeto de construção de usina de hidrogênio verde para instalar no porto um hub de hidrogênio (TEIXEIRA JR., 2022). As transportadoras de gás natural TAG, NTS e TBG são proprietárias e gestoras de gasodutos cujo interesse depende de uma política permitindo a mistura de hidrogênio em gás natural o que autoriza o aproveitamento da cadeia logística existente.

Durante a realização da Rio Oil & Gas 2022, tradicional evento do setor, a Prumo Logística e a Neoenergia assinaram um memorando de entendimentos, a fim de desenvolver estudos para projetos de hidrogênio verde e energia eólica *offshore* no Porto do Açu (OBRIEM, 2022a). Cabe destacar que a Prumo Logística também assinou, em setembro de 2022, um memorando de entendimento com a EDF Renewables, visando estudar o desenvolvimento e infraestrutura de parques eólicos *offshore* na região, além de sinalizar a pretensão de investir na produção de hidrogênio verde em projetos híbridos no Porto do Açu (OBRIEM, 2022b). Anteriormente, em maio de 2022, a Shell Brasil e o Porto do Açu haviam anunciado um memorando de entendimento para desenvolvimento de uma planta-piloto de hidrogênio verde com previsão de operação para 2025, com capacidade inicial de 10 MW e possibilidade de expansão para 100 MW (PORTO DO AÇU, 2022).

Do ponto de vista dos consumidores, 47 empresas estão descritas no Apêndice 3. Entre elas, 62% têm atividades comprovadas, mas há uma grande diversidade de setores de atuação: petróleo e gás e siderurgia (6 empresas); distribuidoras de gás natural e mobilidade (4 empresas); alimentação, geradora de energia elétrica e vidro (2 empresas); e, cimento, fertilizante e mineração (1 empresa). Todos os setores citados estão atualmente usando hidrogênio cinza, mas uma transição para o hidrogênio azul e, em seguida, verde, permitirá reduzir os impactos ambientais das atividades, caso haja um contexto econômico e regulatório que torne isso viável. Entre os setores mencionados, como falado anteriormente, o setor de petróleo e gás é produtor de hidrogênio de origem fóssil e consumidor do mesmo no processo de refino dos derivados de petróleo. Para os atores da mobilidade, os veículos a hidrogênio (com reservatório pressurizado ou com geração a bordo) continuam com participação marginal, mas há iniciativa para tornar mais comum o uso do hidrogênio, incluindo projetos desenvolvidos no âmbito da Rota 2030. No segmento de aviação, de forma similar, há significativa incerteza quanto à trajetória de descarbonização.

Os 38% atores restantes se concentram em menos áreas: cimento e fertilizantes (7 empresas); mineração (2 empresas); e, agronegócio e mobilidade (1 empresa). O interesse destacado dos produtores de fertilizantes baseia-se no potencial de produção de amônia por processo Haber-Bosch a partir de hidrogênio azul ou verde. No caso do setor do cimento, o motor dessa procura por hidrogênio encontra-se na descarbonização dos recursos usados para atender à alta demanda energética do processo de fabricação.

Entre as empresas com forte atuação na economia do hidrogênio, a Eletro-cell foi pioneira na fabricação de células a combustível de 1 a 50 kW e sistemas

híbridos para diversas aplicações. Criada a partir do centro de P&D no CIE-TEC, polo de incubação de empresas de base tecnológica do Brasil, atua no desenvolvimento de tecnologias inovadoras, como as células a combustível, baterias de lítio e baterias bipolares, incluindo seus acessórios e periféricos.

Em 2000, a Eletrocell desenvolveu um projeto com a FAPESP, em parceria com o IPEN, voltado para células a combustível. No biênio 2001-2002, desenvolveu um projeto no âmbito do P&D ANEEL, em parceria com a Eletropaulo. Desde 2004, atuaram na construção de uma célula de 50 kW que ainda hoje é tida como a maior do hemisfério sul produzida (OLIVEIRA, 2004). Além disso, em projetos com o CEPEL, desenvolveram uma célula a combustível com cocatalisadores platina e rutênio nas células de 5 kW. Por fim, produziram diversas bancadas de testes para universidades no Brasil, com aproximadamente 300 células a combustível produzidas, que variam de pequenas a maiores de 1 kW.

De forma similar, a Barbosa & Barbosa Engenharia Elétrica (BASE) desenvolve atualmente os dois maiores projetos de pesquisa e desenvolvimento de armazenamento de energia sob a forma de hidrogênio e em baterias de Lítio, com usinas hidrelétricas, apoiados por FURNAS e CESP, aprovados para implantação no âmbito da Chamada nº 21 de Projetos de P&D da ANEEL (FURNAS, 2021b; H2 VERDE BRASIL, 2022).

Na produção do hidrogênio a partir da conversão de plásticos, comumente derivados de petróleo e compostos principalmente de hidrogênio e carbono, a Recupera destaca-se pelo desenvolvimento de projetos visando à obtenção de uma maneira economicamente viável de transformar o problema do descarte dos plásticos não recicláveis em uma solução verde (RECUPERA, 2022).

Dentre as empresas com atuação provada na produção de equipamentos, a Siemens Energy tem investido ativamente em projetos de hidrogênio verde e foi uma das primeiras em nível industrial a assumir o compromisso de ser neutra nas emissões de carbono até 2030. A empresa possui uma produção significativa de eletrolisadores, como o Silyzer 300, uma tecnologia modular. Destaca-se que, atualmente, cada módulo completo do Silyzer tem capacidade instalada na ordem dos 20 MW, a empresa trabalha com plantas de referência de tamanhos superiores com base em uma combinação de várias unidades do Silyzer 300, trazendo competitividade devido ao ganho de escala. Além disso, a partir do segundo semestre de 2023, a empresa mudará a produção de eletrolisadores para uma “Gigafactory” em Berlim, a qual trará ainda mais competitividade para os equipamentos, devido ao ganho de escala da produção em série, e poderá atender à demanda crescente do mercado em projetos de várias centenas de megawatts (SIEMENS ENERGY, 2022a).

Para o desenvolvimento da economia do H₂ no Brasil, a empresa anunciou a construção do Centro de H₂ para a América Latina no país. A definição do Brasil como hub de hidrogênio verde para a América Latina, como apontado pela Siemens Energy, perpassa a consolidação de parcerias entre a empresa e instituições nacionais. Nesse caso, a assinatura do memorando entre a Siemens Energy, a Eletrobras e o CEPEL, em abril de 2021, é um exemplo dessa tendência. O memorando estabelece a realização conjunta de estudos para a obtenção do domínio do ciclo tecnológico completo do H₂V no Brasil, desde sua produção até o consumo, em dimensão de uma planta de produção piloto escalável. A partir dos resultados, entende-se que as empresas poderão avançar para a implementação de uma usina de produção de H₂ com pegada zero de carbono, em escala comercial (CEPEL, 2021b).

Em consonância com a *holding*, a Eletronuclear possui projeto próprio e específico, com possibilidades de ascensão, focado na produção de hipoclorito, que produz como resíduo o H₂. O projeto produz H₂ com alta pureza, a partir da água do mar. A produção atual é de 150 kg H₂/dia (70 Nm³/dia), com potencial para produzir até 300 kg H₂/dia. Com a inclusão de Angra 3, a produção de H₂ pode alcançar 500 kg H₂/dia. Atualmente, o projeto objetiva testar o conceito, sem interesse inicial de transformar em uma planta dedicada à produção de H₂ (SOUZA, 2021). Simultaneamente, identifica-se que a produção de H₂ pode contribuir para manutenção das usinas nucleares no curto e longo prazo, bem como na aceitação social dessas usinas, principalmente quando associada a créditos de carbono.

Assim, as empresas apresentaram diferentes escopos de atuação, embora os interesses apresentem alinhamento e convergência em torno da expectativa do mercado de que o hidrogênio irá, em algum momento, se tornar protagonista enquanto vetor energético. Para o setor de aviação, por exemplo, esse protagonismo não é esperado no curto prazo, indicando que a mudança na sua infraestrutura requer capital intensivo, além da predominância de descarbonização do segmento através do bioquerosene de aviação.

5.3.3 Entidades governamentais

Entre as entidades governamentais, podem ser destacados os bancos de fomento (Banco do Nordeste (BNB) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)), as agências de fomento à pesquisa (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa (FUNDEP)), as agências reguladoras (ANEEL, ANP e Comissão de Valores

Mobiliários (CVM)), os órgãos normativos (ABNT e Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)) e os participantes da elaboração de políticas públicas (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) e EPE), conforme mostrado no Apêndice 4. Essas instituições desenvolvem um papel estratégico para garantir o sucesso da construção e do fortalecimento de uma cadeia produtiva competitiva no cenário nacional.

Assim, um suporte sólido da pesquisa para o desenvolvimento e/ou a adequação de tecnologia nacional constitui um passo indispensável para tornar o Brasil um ator de primeiro plano no mercado internacional do H₂. Vale a pena destacar os programas de pesquisa e de desenvolvimento da ANEEL e da ANP que financiam projetos de pesquisa para o setor de energia elétrica e de óleo e gás, respectivamente, com uma cláusula dedicada. A FINEP, por meio do programa Rota 2030, foca no financiamento de projetos envolvendo parceiros industriais e acadêmicos para problemáticas da mobilidade.

A elaboração de políticas públicas claras a respeito desse produto energético permite estimular o desenvolvimento de infraestrutura a médio e longo prazo, mitigando o risco dos investidores em um mercado nacional ainda iniciante. Além disso, a criação e/ou adequação de regulações e normas, discutidas em particular na Comissão de Estudo Especial de Tecnologias de Hidrogênio (ABNT/CEE-67) da ABNT, nos aspectos técnicos (em particular a respeito da qualidade e da segurança), econômicos e ambiental para a produção, transporte, armazenamento e uso, constituem um dos principais desafios para incentivar o crescimento das tecnologias do H₂ no Brasil. Nesse sentido, o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 e o relatório “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio” estão constituindo as mais recentes contribuições da EPE na definição da estratégia brasileira do H₂ a curto, médio e longo prazo (EPE, 2021a). Por fim, em um mundo globalizado, a CVM terá um importante papel com a emissão de títulos verdes (*green bonds*) que podem dinamizar o financiamento de iniciativas privadas.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social é responsável por apoiar diretamente, por meio de investimentos, a implantação, expansão, modernização, construção, integração e montagem de instalações e/ou serviços para refino de petróleo, e biorrefinaria, para a produção de combustíveis sintéticos, hidrogênio e bioprodutos, e para estocagem de combustíveis. Nos últimos anos, o BNDES tem focado em fomentar iniciativas direcionadas ao desenvolvimento sustentável.

De forma semelhante a anterior, diferentes níveis de atuação na cadeia de valor do hidrogênio foram identificados entre as entidades governamentais. O BNDES, que hoje se atém a investir em empresas com escopo sustentável,

ainda não se posicionou de forma significativa ao tema. Embora o banco avalie o mercado como promissor, ele ainda não possui linha de crédito específica para o setor, e está tentando acompanhar a dinâmica do mercado. Por outro lado, a EPE tem trabalhado de forma ampla e intensiva na construção do Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2). Já o INMETRO, dentro do seu escopo de atuação, tem atuado historicamente no desenvolvimento de padrões e diretrizes para o H₂.

Quanto aos projetos, como já destacado, a EPE tem desenvolvido o PNH2. O BNDES, embora não possua carteira de projetos de H₂ atualmente, tem demonstrado interesse em conhecer projetos de P&D acerca do tema. O INMETRO, por sua vez, apresentou um histórico extenso de participação no desenvolvimento da economia do H₂ no contexto nacional. São alguns dos projetos mencionados:

- a) 2007-2012: Participação do projeto. Levantamento de dados para promover a estruturação da rede de utilização da economia do hidrogênio, do MCT;
- b) 2007-2009: *Fuel Cell Testing and Dissemination* (FCTEDI), projeto da chamada FP6 Framework Project 6, sob os auspícios da Comissão Europeia;
- c) 2007-2017: Projeto institucional “Implantar a Padronização Metroológica para Hidrogênio como Fonte de Energia”;
- d) 2010: Participação da elaboração do documento o Hidrogênio Energético no Brasil: Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025, sob coordenação do CGEE;
- e) 2013–atual: Colaboração científica com o Centro Universitário da Zona Oeste (UEZO), no tema de membranas poliméricas para aplicação em pilhas a combustível, estudando os materiais *peek* e grafeno;
- f) 2017–atual: Participação da elaboração do capítulo 7 do Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil;
- g) 2018–atual: Projeto institucional Metrologia em hidrogênio energético (maturação do anterior descrito no item c); Participação com a delegação brasileira da IPHE.

5.3.4 Universidades

Entre os atores acadêmicos listados no Apêndice 5, é importante notar que, mesmo que de maneira heterogênea, todas as regiões do país apresentam grupos cujas atividades estão orientadas para a produção, transporte, armazenamento e uso de H_2 . Contudo, a região Sudeste concentra 45% dos atores acadêmicos levantados com 11, 9 e 3 laboratórios ou grupos nos estados de São Paulo (SP), Rio de Janeiro (RJ) e Minas Gerais (MG), respectivamente. Em seguida, encontram-se as regiões Nordeste e Sul, com uma contribuição de 24% e 22%, respectivamente, nas quais os estados do Paraná (PR), Ceará (CE) e Bahia (BA) contribuem com 7, 5 e 3 atores, respectivamente. Os atores das regiões Norte e Centro Oeste se encontram nos estados do Amazonas (AM), Distrito Federal (DF), Mato Grosso do Sul (MS), Pará (PA) e Tocantins (TO), com um laboratório cada.

Essa distribuição dos atores acadêmicos, mesmo que concentrada em 16 estados (do total de 27, incluindo o Distrito Federal (DF)), demonstra uma capacidade de nucleação em toda a federação. Alguns grupos ainda são iniciantes e precisam de consolidação, como, por exemplo, na formação de redes temáticas e/ou de cooperação local. Cabe destacar, ainda, que a maioria dos agentes acadêmicos estão ligados a universidades federais (69%), seguida das instituições estaduais (21%) e privadas (10%).

O levantamento das atividades dos grupos apontou principalmente para pesquisas focadas na produção e uso de H_2 , mas também foram identificados grupos de trabalho que estudam o armazenamento e transporte desse recurso. Entre os temas analisados, observa-se uma nacionalização dos desafios observados na economia do hidrogênio, em particular na escolha dos recursos usados para a produção de hidrogênio (gás natural, etanol e água) e o desenvolvimento de catalisadores tanto para a eletrólise quanto para as células a combustível. O detalhamento das atividades de cada ator encontra-se no Apêndice 5.

Alguns grupos de pesquisa surgiram com o lançamento do Programa Pro-CaC e, portanto, possuem *expertise* na área de materiais para células a combustível e eletrolisadores, como é o caso da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Não foram reportadas linhas de pesquisa na área de produção de hidrogênio verde obtido a partir da eletrólise com projetos sendo desenvolvidos recentemente. Grupos da Universidade Federal do Ceará (UFC) e Unicamp possuem pesquisas para produção a partir de resíduos de efluentes urbanos e alimentares, respectivamente. Um dos grupos da Universidade Federal de São Carlos (UFSCar), assim como a UFRJ,

possui trabalhos com pesquisa na área de reforma tanto de metano quanto de etanol.

Ao retratar as instituições e grupos de pesquisa envolvidos em estudos e projetos sobre o hidrogênio, vale destacar o Laboratório de Hidrogênio (LabH2) do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE/UFRJ), que se dedica exclusivamente ao tema de energia do hidrogênio, desenvolvendo células a combustível e veículos pesados traçados eletricamente há 35 anos. Um de seus projetos mais conhecidos foi a produção de um veículo híbrido elétrico e hidrogênio, que teve seu primeiro protótipo concluído em 2010 e seu último – o terceiro – desenvolvido e demonstrado nos Jogos Olímpicos Rio 2016, todos em funcionamento. Ademais, o próprio laboratório foi o responsável pela fundação da ABH2 (LABH2, 2021; AHK RIO, 2021a).

Também no Rio de Janeiro, a PUC-Rio, no âmbito do Laboratório de Engenharia Veicular, do Departamento de Engenharia Mecânica, atua de forma intensiva no desenvolvimento de novos combustíveis, com destaque para a linha de pesquisa sobre o hidrogênio como forma de armazenamento e geração de energia (PUC-Rio, 2022).

Outro importante agente é o Laboratório de Hidrogênio (LH2) da Unicamp, que produz hidrogênio por vários processos, como: purificação de hidrogênio por processos PSA e TSA (Unidades de purificação de gases por adsorção com modulação de pressão e temperatura, respectivamente), bem como realiza aplicações do hidrogênio em projetos de geração distribuída de energia elétrica, sem contar com a utilização de células a combustível na aplicação do hidrogênio na mobilidade, a exemplo da construção do primeiro veículo movido a hidrogênio e células a combustível do tipo PEM do hemisfério sul, e também o primeiro veículo nacional a células a combustível no geral, o Projeto VEGA II (AHK RIO, 2021a). A Universidade Federal de Goiás (UFG), por outro lado, realiza estudos com o hidrogênio puro para ativar o sistema eletroquímico e a atividade do sistema para a oxidação de etanol, bem como conversão de energia em células eletrolíticas.

A Universidade Estadual do Ceará (UECE) possui um histórico de atuação com diversos trabalhos desenvolvidos no âmbito da tecnologia do hidrogênio, voltados principalmente para a região Nordeste. Desde 2010, o corpo docente da universidade advogava acerca das potencialidades do estado do Ceará, com as tecnologias do hidrogênio renovável sendo discutidas e analisadas em projetos na Instituição. Em 2011, a instituição promoveu um evento, o I Ciclo de Conferências: Hidrogênio e o Futuro Energético Sustentável do Estado do Ceará, que contou com especialistas da Alemanha,

França, Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH) e do Grupo de Trabalho de Hidrogênio do Ministério de Ciências e Tecnologia (MCT) (GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ, 2011).

A UFSCar possui projetos de pesquisa de base, com foco em parâmetros variáveis em reações de desprendimento do hidrogênio e materiais para células a combustível, baterias e eletrolisadores. Para além disso, a Universidade conta com o Centro de Desenvolvimento de Materiais Funcionais (CDMF), um dos Centros de Pesquisa, Inovação e Difusão (CEPID) financiados pela FAPESP. O CDMF estuda materiais capazes de reduzir o consumo de energia no processo químico de decomposição da molécula da água, visando ampliar a eficiência de eletrolisadores (CDMF, 2022).

O Instituto Federal do Ceará (IFCE), de forma similar, possui experiência na produção fotocatalítica de H_2 a partir de catalisadores ativos sob luz visível e produção de água potável por osmose reversa a partir de um sistema operacionalizado por engrenagens/pistão via energia eólica, solar e/ou baterias.

A UFC atua diretamente em projetos associados à produção de H_2V , utilizando tecnologias bioeletroquímicas (células de eletrólise microbiana) simultaneamente ao tratamento de esgoto, além da produção via glicerol em reforma a vapor. Além disso, a UFC desenvolveu uma parceria com as universidades norte-americanas de Princeton e Columbia e com o Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos para geração do H_2 a partir do esgoto com uma célula a combustível microbiana, demonstrando a capacidade do Brasil em criar iniciativas internacionais para P&D de tecnologias disruptivas (ANDIFES, 2019).

A UFMG, que possui financiamento da CEMIG, já teve trabalhos premiados e criou a CellBio, uma *startup* na área de células a combustível, dedicada à fabricação de materiais cerâmicos. Ela nasceu a partir de pesquisas no Laboratório de Materiais e Pilhas a Combustível (LaMPaC), do Departamento de Química da Universidade. Uma das aplicações desses materiais é a fabricação de pilhas a combustível que podem fornecer energia para qualquer tipo de sistema, desde aparelhos portáteis até grandes cidades e indústrias (UFMG, 2010).

No âmbito nacional, o Programa de Parcerias para Incentivo à Inovação e Desenvolvimento de Processos Tecnológicos (Producec) da Universidade Federal do Paraná (UFPR) assinou um protocolo de intenções com o PTI, em 2018. Nesse parque, estão instaladas duas universidades: a Universidade da Integração Latino-Americana (UNILA) e a Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), ressaltando o papel-chave das universidades na

interface com o setor industrial, em particular para o desenvolvimento de infraestrutura.

Em contraponto ao observado no Ceará, a UFRJ, no âmbito do Laboratório de Tecnologias do Hidrogênio (LabTech), possui como ponto forte a produção de hidrogênio cinza. Além disso, o grupo atua na obtenção de materiais catalisadores para a produção de H_2 . Ao longo do tempo, o grupo trabalhou com projetos de gaseificação, expandindo principalmente para a área de biomassa. Atualmente, o grupo possui diversos projetos voltados para a produção de H_2 a partir de glicerol (LABTECH, 2022).

O Laboratório de Materiais e Pilhas a Combustível (LaMPaC) do Departamento de Química da UFMG apresentou um conjunto vasto de projetos realizados nas últimas décadas. Em 1988, o grupo possuía parceria com o Instituto Politécnico Nacional (INP) de Grenoble (França) e, em 2004, participaram do Convênio Bilateral Brasil-Portugal CNPq/GRICES. Desde então, vêm desenvolvendo inúmeros projetos sobre células a combustível de óxido sólido no âmbito nacional e internacional (INP na França e a Universidade Industrial de Santander na Colômbia), com a geração de redes temáticas (Rede Cooperativa PACOS com financiamento CNPq e FINEP) (LAMPAC, 2022)

5.4 Oportunidades e desafios associados ao hidrogênio no cenário nacional

A implementação da economia do hidrogênio em nível nacional representa uma oportunidade para o Brasil internalizar na economia os efeitos positivos que esse novo segmento poderá trazer, com absorção de tecnologia, desenvolvimento industrial e social decorrente de investimentos em capacitação de mão de obra e da geração de novos empregos. Simultaneamente, o desenvolvimento desse mercado é um processo complexo, que não prescinde de significativos desafios e barreiras.

A identificação dessas oportunidades e desafios também fundamenta, em grande medida, a análise de expectativas e impactos prospectados no curto, médio e longo prazo. Nesse sentido, a pesquisa qualitativa objetivou capturar a visão dos agentes acerca da expectativa de desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil (CHANTRE *et al.*, 2022). Ainda que as perspectivas de maturidade tecnológica e econômica tenham apresentado grande variação entre os agentes, a análise das respostas consolidadas (Figura 5.5) destaca o médio prazo como horizonte em que os agentes verificam a maior possibilidade de desenvolvimento de projetos e estabelecimento de um mercado de H_2V no contexto nacional.



Figura 5.5 - Perspectiva de maturidade tecnológica e econômica no contexto nacional.

Fonte: Adaptado de Chantre *et al.*, 2022.

Para as empresas (Figura 5.6), o longuíssimo prazo (mais de 15 anos) representa cerca de 45% das respostas, seguido do médio prazo (6 a 10 anos), selecionado por 29% dos agentes. Essa visão pode ser justificada por dois principais elementos: a necessidade de aceleração do desenvolvimento nacional, em comparação ao contexto internacional, e as perspectivas para a descarbonização do setor de transportes, item ainda em discussão no Brasil.



Figura 5.6 - Empresas: Perspectivas de maturidade no contexto nacional.

Fonte: Adaptado de Chantre *et al.*, 2022.

Para os agentes empresariais, os impactos do desenvolvimento de uma economia do H₂ são mais previsíveis e significativos no segmento industrial. Ademais, aponta-se uma tendência de progressiva disrupção do equilíbrio setorial à medida que se avança em termos de conscientização e maturidade do H₂, além da criticidade e urgência das metas de descarbonização. Em seguida, no setor de transporte, ainda que a relação entre a eletrificação das frotas e o uso do H₂ não seja unânime, os impactos esperados se assemelham ao setor industrial, com perspectivas de expressiva modificação da estrutura do setor de mobilidade no longo prazo.

Para as associações, 50% dos respondentes acreditam na maturidade no contexto nacional em até 5 anos (curto prazo), seguidos de 25% dos entrevistados que apontam o longo prazo como horizonte prospectado, e outros 25% que não responderam à questão (Figura 5.7). A visão de curto prazo da maioria dos entrevistados é justificada pelo impacto em todos os setores econômicos, oriundos do acoplamento setorial promovido pelo H₂.



Figura 5.7 - Associações: Perspectivas de maturidade no contexto nacional.

Fonte: Adaptado de Chantre *et al.*, 2022.

Não obstante, as associações destacam o *know-how* existente no Brasil acerca da experiência em biocombustíveis e usinas de cogeração. Sendo assim, esses agentes consideram a mistura de combustíveis, produção de combustíveis renováveis e a geração descentralizada elementos em que o Brasil pode se destacar na economia do H₂. Por outro lado, as associações que identificam o longo prazo como perspectiva mais adequada ao contexto nacional apontam a ausência de incentivos e metas coordenadas por parte do poder público como elementos que justificam o desenvolvimento tardio.

Essa visão é corroborada pelos centros de pesquisa, que acreditam que o H₂ tende a ocupar um papel importante no setor energético no médio e longo prazo. No entanto, a visualização desses impactos depende do desenvolvimento da infraestrutura e estruturação da malha de H₂, bem como o armazenamento geológico (cavernas de sal). Desse modo, 40% dos agentes (Figura 5.8) identificam o médio prazo como horizonte de tempo adequado para visualização da maturidade tecnológica e econômica no contexto nacional.

Para esses agentes, a estratégia de desenvolvimento do mercado interno determinará a velocidade da difusão do H₂ no contexto nacional. Assim, ainda que a infraestrutura de exportação, concentrada no litoral, seja importante, é necessária a construção da infraestrutura e do mercado interno de H₂ e derivados (como no caso da amônia), o que exige investimentos em

larga escala. Os Centros de Pesquisa ressaltam, ainda, a relevância do H₂ no setor de transportes, com impactos expressivos sobretudo no segmento de transportes pesados. Quanto aos veículos leves, os agentes entrevistados apontam a eletrificação como rota mais provável no longo prazo.



Figura 5.8 - Centros de Pesquisa: Perspectivas de maturidade no contexto nacional.

Fonte: Adaptado de Chantre *et al.*, 2022.

Por fim, para as universidades, o médio prazo (Figura 5.9) se destaca em função da necessidade de desenvolvimento da infraestrutura nacional para o mercado de H₂. Nesse caso, os agentes identificam o acelerado desenvolvimento no contexto internacional como grande motivador para o Brasil, sobretudo quando verificadas as oportunidades de exportação. Não obstante, os setores de transporte e industrial são identificados como principais impactados pela implantação e desenvolvimento da infraestrutura do H₂ no Brasil, com destaque para as aplicações potenciais no segmento de aviação e na descarbonização das indústrias.

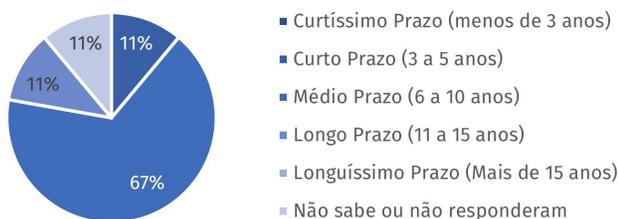


Figura 5.9 - Universidades: Perspectivas de maturidade no contexto nacional.

Fonte: Adaptado de Chantre *et al.*, 2022.

De fato, se, por um lado, o desenvolvimento do hidrogênio azul depende principalmente da disponibilidade da tecnologia de captura de carbono no contexto nacional, por outro o hidrogênio verde ainda enfrenta significativas barreiras. Entre as principais, estão a viabilidade econômica (citada por 18 dos entrevistados), suporte político e incentivos para infraestrutura e criação ou ampliação do mercado (16 entrevistados), desenvolvimento de um arcabouço regulatório adequado (15 entrevistados), P&D (15 entrevistados) e existência de uma cadeia produtiva nacional (13 entrevistados).

5.4.1 Acesso a fontes renováveis de energia elétrica

A análise das entrevistas revelou que, em grande medida, um dos principais diferenciais do Brasil na economia do hidrogênio é a abundância de recursos provenientes de fontes renováveis. A grande disponibilidade de acesso a fontes renováveis de geração elétrica é identificada como uma evidente oportunidade para a produção de hidrogênio verde.

Por ser um país tropical, pela sua grande área territorial, pela configuração de sua rede fluvial e pela grande extensão de costa, o Brasil tem grande potencial de geração de energia renovável das fontes hídrica, eólica, solar, de biocombustíveis e de biomassa. Em 2019, 81,4% da matriz elétrica brasileira era composta por fontes renováveis (EPE, 2020a). Além disso, o país conta com um sistema elétrico interligado, com mais de 150 mil km de linhas de transmissão de alta tensão, o que permite o deslocamento contínuo de grandes blocos de energia elétrica no espaço geográfico, possibilitando, se for o caso, a instalação de plantas de eletrólise distantes do ponto de geração das energias renováveis que as alimentarão.

Nesse sentido, a composição da matriz energética brasileira, cuja variedade de fontes e participação da geração renovável se destaca em comparação à experiência internacional, é considerada uma vantagem estratégica do país, considerando a priorização da rota tecnológica do H₂V. Assim, há um consenso entre os agentes entrevistados acerca da integração de energias renováveis na matriz como uma motivação importante para o desenvolvimento do mercado de H₂.

Na visão dos agentes empresariais, a diversificação é um tema relevante no longo prazo, quando analisado sob a ótica do acoplamento setorial e da aplicação do H₂ no armazenamento de energia. Nesse sentido, a aplicação na qual o H₂ se destaca, no curto prazo, é o uso enquanto matéria-prima para produtos industriais descarbonizados ou no setor de transportes, reforçando a priorização da redução de emissões de GEE.

Em complemento a essa visão, as universidades também destacam o H₂V como principal vantagem estratégica para o país, tendo em vista a dotação e disponibilidade de recursos naturais renováveis no país. No entanto, além da demanda externa e da possibilidade de exportação de H₂V a preços consideravelmente competitivos, aponta-se também a necessidade de avaliação de potenciais nacionais, entre os quais ressalta-se o etanol e o glicerol, resultante da produção do biodiesel.

Não obstante, o interesse dos entrevistados em desenvolver um mercado interno de H₂, tem como ênfase a solução de um problema já enfrentado pelo país: a gestão de excesso de produção na rede. De fato, um entendimento comum, e compartilhado entre os entrevistados, é de que o hidrogênio tem a vantagem de permitir o armazenamento de grande quantidade de energia durante longos períodos de tempo, permitindo mitigar a variabilidade de fontes como a energia solar ou eólica. Conforme mencionado, dois projetos brasileiros, no âmbito do P&D ANEEL, estão dentro desse escopo e têm mostrado bons resultados: o projeto de FURNAS e o da CESP, em parceria com a BASE.

5.4.2 Mercado interno de hidrogênio e derivados

Somada à vantagem estratégica associada à renovabilidade da matriz, visando à produção de H₂V, a possibilidade de desenvolvimento de uma cadeia de consumo doméstico, voltada para a descarbonização do uso de H₂ no âmbito industrial, é também considerada uma oportunidade. Além disso, especificamente no Brasil, por conta da indústria bem estabelecida e a possibilidade de desenvolvimento de uma cadeia de consumo doméstico, é identificada uma oportunidade para alcançar maior segurança energética e qualidade do suprimento.

Como complementar à produção de H₂V, destacou-se a maturidade da produção de H₂ cinza no contexto nacional. Nesse âmbito, o conhecimento acumulado em torno de rotas como o H₂ cinza ou azul pode ser direcionado para o desenvolvimento de tecnologias de captura de carbono ou reforma a seco de biometano.

Essa visão é corroborada pelos centros de pesquisa, que evidenciam a possibilidade de produção de H₂ azul no curto prazo, tendo em vista o domínio do H₂ cinza por agentes nacionais (com destaque para a Petrobras) e a difusão de tecnologias de CCS. Ainda assim, o H₂V permanece como objetivo final no que tange à percepção de vantagens estratégicas, com a redução de emissões de GEE entre as principais motivações para o país no que tange ao H₂.

Os centros de pesquisa corroboram, ainda, a visão de desenvolvimento do mercado de H₂ para além da infraestrutura de exportação concentrada em litorais e portos. Nesse sentido, o crescimento econômico e o desenvolvimento de tecnologias nacionais são as principais oportunidades para o Brasil, associada à infraestrutura de H₂ no mercado interno. A integração de renováveis na matriz, por sua vez, é considerada uma forte motivação em função do papel do H₂ como armazenamento, atuando adiante da intermitência de fontes renováveis, como solar e eólica.

O domínio da Petrobras na produção do H₂ cinza é reforçado, de modo que a tecnologia CCS seria uma importante adição para uma produção rápida e menos intensiva em carbono. Assim, a percepção dos entrevistados é de que o aproveitamento dos recursos disponíveis no contexto nacional é relevante para a obtenção de benefícios socioeconômicos e geração de riqueza. Sendo assim, a biomassa também deveria ser considerada, permitindo a produção de H₂ através do aproveitamento de resíduos.

Quanto ao H₂V, a competitividade da produção no Brasil demonstrou-se dependente do preço de renováveis, segundo a visão dos entrevistados. Um dos agentes reforça, ainda, a necessidade de se considerar a produção próxima aos locais de consumo de modo descentralizado. Dessa forma, o setor não terá perdas significativas no que tange à questão da logística e transporte, que é bastante custoso. Esse seria um modelo de negócio que pode tornar o hidrogênio verde competitivo.

Tendo em vista as experiências das universidades em projetos acerca da economia do hidrogênio, identificou-se, ainda, que a cooperação entre grupos tem sido um fator importante para alcançar um desenvolvimento inicial, principalmente quando se trata de grupos com maior tempo de experiência. As parcerias desempenham papéis importantes em meio a um mercado ainda pouco desenvolvido, no qual além de haver poucas empresas e instituições com níveis de desenvolvimento tecnológico e possibilidade de viabilizar um projeto de excelência, há também a inexistência de grandes recursos direcionados para a pesquisa e desenvolvimento de projetos no setor.

Essas conclusões emergem dos discursos de mais de um entrevistado, enfatizando a importância de financiamento para os projetos. Sendo assim, o desenvolvimento de projetos como o ônibus movido a H₂, promovido pela COPPE/UFRJ, tem um resultado positivo sob a ótica do desenvolvimento tecnológico e acadêmico, resultando em publicações, patentes, colaborações e difusão de conhecimento, ainda que não tenham um cunho comercial. Outro entrevistado completa que o Programa ProH₂ foi importante para o crescimento do grupo e reconhecimento através de produções e artigos

publicados. Os programas de P&D precisam ser desenvolvidos como parte de uma política de longo prazo, para manter a continuidade dos projetos e que os investimentos não sejam perdidos.

Os projetos advindos dos programas ProCaC e ProH2 colhem frutos positivos até os dias de hoje, apesar do financiamento ter sido descontinuado. Os de armazenamento, por outro lado, possuem maior relação com visão de mercado, já que, de modo geral, as empresas identificam potencial para o armazenamento ter significativo impacto sob o setor elétrico, com a crescente participação de fontes intermitentes.

No momento atual, o setor tem alcançado progresso através da comunicação e a transferência de informações entre grupos de pesquisa, universidades e empresas. Desse modo, a formação de redes de pesquisa e de interação vem crescendo rapidamente ao longo dos últimos anos. Construir essas redes é importante para o país e o desenvolvimento do setor, especialmente em tempos em que os financiamentos para pesquisas são escassos.

Uma oportunidade identificada por diversos agentes entrevistados foi a integração entre o H₂ e a amônia verde. Os benefícios da amônia como um transportador de energia derivam da facilidade de transporte em grande escala (padrões de segurança, escolha de materiais e sistemas de distribuição existentes) em relação ao H₂. Existe um mercado mundial (amônia é a segunda *commodity* química mais produzida no mundo) de uso final bastante promissor para o composto, principalmente no contexto nacional.

Atualmente, a amônia é produzida majoritariamente a partir do gás natural ou em usinas de carvão, como é o caso da China. A amônia é um insumo amplamente usado na produção de fertilizantes agrícolas nitrogenados, como ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio. Além disso, a própria amônia é utilizada também como matéria-prima para a fabricação de fertilizantes compostos como o monoamônio fosfato (MAP) e diamônio fosfato (DAP), amplamente utilizados em culturas que demandam o nutriente fósforo (P₂O₅), como a soja, o milho e o algodão (CARFANTAN, 2012).

No caso do Brasil, um dos líderes na produção mundial de alimentos, a demanda dos agricultores por fertilizantes nitrogenados é muito maior do que o país consegue produzir (cerca de 500 mil toneladas por ano) e, com isso, a maior parte desses produtos precisa ser importada. O país é o 4º maior consumidor de fertilizantes do mundo e importa a maior parte de países como Índia, Rússia e China. Esse volume de importação de fertilizantes tem um impacto negativo de 30% na balança comercial de produtos químicos do Brasil. Em 2019, o país demandou cerca de 36,2 milhões de toneladas de fertilizantes, dos quais 81,5% (29,5 milhões de toneladas) veio do exterior.

Assim, esses produtos acabam tendo seu custo de produção aumentado, uma vez que o preço final dos fertilizantes incorpora custos logísticos elevados, aproximadamente 30% maiores do que se fossem produzidos internamente (ALENCAR, 2017). Esse número tende a aumentar com as tensões no mercado de amônia impostas pela situação geopolítica.

Entre os vários fatores que contribuem para a quase estagnação da produção brasileira de nitrogenados, estão: deficiências logísticas internas e imobilidade manifestada por importantes *players* da indústria nacional na produção de fertilizantes nitrogenados. Destacam-se, ainda, a relativa escassez de gás natural e a evolução de alta dos preços dessa matéria-prima no mercado doméstico. Nos últimos anos, o preço do gás natural brasileiro tem sido praticamente o dobro do preço cobrado na Europa e o triplo dos Estados Unidos (LOREZON, 2021).

Para descarbonizar a produção e atingir as metas de emissões líquidas zero até 2050, é preciso reduzir a quantidade de dióxido de carbono envolvida no processo de fabricação da amônia, da qual o H_2 representa 90%. Dessa forma, a fonte poderia ser substituída por H_2V , barateando o seu custo de duas formas: ao produzir H_2 com um preço competitivo e ao produzi-lo de forma descentralizada, próximo ao local onde será consumido, diminuindo o custo de transporte.

O interesse pela amônia verde disparou em 2020, especialmente para investimentos voltados para exportação. O desenvolvimento desse mercado inclui cerca de 20 projetos espalhados pelo mundo, com um potencial de capacidade total de mais de 15 milhões de toneladas por ano. Os projetos que têm como alvo a amônia verde como um produto *downstream* do hidrogênio, até agora, estão concentrados em quatro regiões: Austrália, Oriente Médio, Chile e Europa. Isso ocorre por causa da convergência da experiência em energias renováveis e uma área de demanda substancial de nitrogênio e/ou H_2 , ou um potencial para exportações de amônia, posição na qual o Brasil poderia ser facilmente encaixado. O Centro Asiático de Energia Renovável (AREH), na Austrália, é responsável por si só por quase 10 milhões de toneladas anuais. Pesquisadores de todo o mundo visualizam um futuro promissor para a “economia da amônia verde” e a Austrália está se posicionando para liderá-la (VALENTINI, 2020).

Nesse sentido, cabe destacar a importância que o memorando de entendimento firmado, em fevereiro de 2021, entre a Fortescue Future Industries Pty Ltd (FFI) e a Porto do Açú Operações S.A. (Porto do Açú, no Rio de Janeiro) tem para a descarbonização do setor industrial. O memorando permitirá que a FFI e o Porto conduzam estudos de viabilidade para instalação de uma

planta de H₂V com capacidade de 300 MW e potencial de produção de 250 mil toneladas de amônia verde, podendo atender tanto a uma parcela do mercado interno quanto a uma parcela do mercado de exportação de H₂V (Porto do Açú, 2021).

Além disso, a Unigel, uma das maiores petroquímicas do país, inaugurou a unidade de fertilizantes nitrogenados Unigel Agro Sergipe, antiga Fafen-SE, que está produzindo amônia e ureia. Ao inaugurar a fábrica, o CEO da Unigel aproveitou para destacar que pretende construir a primeira fábrica de amônia verde com previsão de funcionamento até o final de 2022, em Camaçari, na Bahia (UNIGEL, 2021).

Para o Brasil, esse cenário permite o fortalecimento das oportunidades econômicas e a extensão da penetração de fontes de geração de energia renováveis e do H₂V na economia, garantindo ainda um produto extremamente relevante para o setor agroindustrial brasileiro, a um preço abaixo do obtido atualmente. Além de descarbonizar os existentes usos da amônia, a produção a partir do H₂V poderia oferecer mais opções associadas à redução de emissão de gases de efeito estufa.

A análise das oportunidades se estende, ainda, para o setor de transportes, com os combustíveis sintéticos. Evidencia-se uma grande oportunidade de desenvolver este mercado através da tecnologia Power-to-X, onde a eletricidade, proveniente de fontes renováveis de energia, é convertida em H₂ ou em combustíveis sintéticos à base de H₂, que serão aplicados em diversos setores.

O combustível sintético produzido a partir da água, da energia renovável e do CO₂ capturado do ar ou de fontes de emissões biogênicas ou de emissões inevitáveis é chamado de *e-fuel*. Esses serão de grande importância para a descarbonização do setor de transporte, já que são compatíveis com os veículos que hoje usam combustíveis fósseis e com toda a infraestrutura de logística e abastecimento já existentes. Alguns exemplos de e-combustíveis são e-metanol, e-querosene e e-diesel.

Destaca-se, nesse contexto, o projeto Haru Oni, anunciado pela Siemens Energy na região de Magallanes, no sul do Chile. Ao lado de várias empresas internacionais lideradas pelo Highly Innovative Fuels (HIF), está desenvolvendo e implementando a primeira usina integrada e comercial em grande escala do mundo para a produção de *e-fuel* neutro em carbono. Para o desenvolvimento da economia do H₂ nas Américas, a Siemens Energy está criando um centro de competência de engenharia focado em hidrogênio verde baseado em Orlando que conta com competências complementares no país, existindo, portanto, a possibilidade de inserção de um projeto semelhante

aqui. A abundância de recursos para geração de energias renováveis com custo competitivo e a criação de um mercado global de H₂V e derivados indicam uma grande oportunidade de aproveitar os recursos naturais e exportar energia renovável na forma de e-combustíveis líquidos, bem como descarbonizar os setores de transportes e industrial brasileiro (SIEMENS ENERGY, 2022b).

No setor de aviação, desde que o Projeto de Lei N° 3213/2009 criou o Programa Nacional do Bioquerosene, como incentivo à sustentabilidade ambiental da aviação brasileira, as questões energéticas no setor vêm ganhando destaque no cenário nacional. Além disso, parte do projeto *Fuelling the Sustainable Bioeconomy*, financiado pela Boeing Global Engagement, possui como objetivo criar bases técnicas, políticas e econômicas para alavancar o desenvolvimento do setor de aviação no Brasil, África do Sul e Etiópia. Sendo assim, diante do avanço do bioquerosene em nível mundial, um dos entrevistados, *player* do setor de aviação, ressaltou que o estímulo à produção de bioquerosene, como combustível limpo acessível, poderia ser uma barreira para o desenvolvimento do H₂ no setor. Simultaneamente, a versatilidade do uso do hidrogênio enquanto combustível é evidenciada pelo rol de meios de aplicação nesse segmento, cada um com atributos econômicos, ambientais e práticos diversos. Como exemplo, temos os seguintes usos:

- i. Através da combustão, em que o hidrogênio é queimado em uma turbina a gás;
- ii. Através da geração de eletricidade usando células a combustível, que podem em seguida ligar os motores elétricos;
- iii. Como matéria-prima para criar querosene sintético, também conhecido como *e-fuel* e *power-to-liquid* (PtL).

Seguindo a terceira linha, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a resolução que instituiu o Programa Combustível do Futuro. O programa, com o objetivo de propor medidas para incrementar o uso de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono, iniciou suas ações com metas distribuídas para cinco Subcomitês Técnicos, entre eles o ProBioQAV. Esse subcomitê vislumbra conduzir estudos sobre viabilidade econômica da produção de combustíveis de aviação sustentáveis e desenvolver diretrizes para a introdução de querosene de aviação no Brasil. Para tal, pretende-se enriquecer o bioquerosene de aviação, combustível derivado de biomassa renovável destinado ao consumo em turbinas de aeronaves, com H₂V.

O governo do Ceará já firmou parceria com a Companhia de Gás do Ceará (Cegás), Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA), Universidade Federal

do Ceará (UFC) e Empresa Brasileira de Aeronáutica (Embraer) para uso do H₂V em combustível de aviação. A ideia é produzir a primeira planta de que-rosene sustentável de aviação (APROBIO, 2020). A criação da usina de bio-que-rosene de aviação é uma estratégia de criação de mercado para o H₂V, produzido no próprio estado.

Com o rápido desenvolvimento da indústria de hidrogênio sustentável, as oportunidades para a indústria brasileira promover a descarbonização dos seus processos são numerosas e significativas. Na sua análise, a CNI recomenda o monitoramento das ações para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio. Nesse sentido, a criação de uma plataforma de divulgação de informações e análises sobre tecnologias, projetos e políticas públicas voltada para a indústria nacional está definida como uma potencial ação da instituição (CNI, 2022).

5.4.3 Mercado externo (exportação) de hidrogênio e derivados

A exportação de H₂ pode ser vista como uma oportunidade, caso o Brasil desenvolva um Plano de Ação consistente para fazer frente aos potenciais concorrentes. Países como Austrália, Chile, Espanha, Marrocos e Arábia Saudita, que também têm grande potencial de geração de energias renováveis, já traçaram seus Planos de Ação para o desenvolvimento do H₂ verde (*Roadmaps*), apresentando posturas agressivas no sentido de divulgação de seu potencial e facilitação de condições para atração de investidores em plantas de H₂ verde, acenando com possibilidades de financiamento e regulação de incentivo.

Adicionalmente, há que se destacar que a União Europeia tem como estratégia utilizar o desenvolvimento da economia do Hidrogênio verde como um vetor de recuperação econômica dos seus países-membros, no período pós-pandemia da covid-19. Assim, mecanismos estão sendo criados nesse sentido, o que poderá incentivar instalação de plantas de eletrólise nesses países e a comercialização do H₂ verde intrabloco econômico.

Dessa forma, reforça-se o custo de geração das energias renováveis como um fator-chave para a competitividade do H₂V, além da disponibilidade de um setor de logística maduro, orientado para o mercado internacional.

Não obstante, a cooperação internacional é uma vantagem estratégica em torno do fortalecimento do H₂ no mercado internacional. Sendo assim, em função das vantagens nacionais como a disponibilidade de recursos renováveis a preços competitivos e indústria nacional avançada, países demandantes de H₂V ou com interesses similares ao Brasil (como Canadá, Estados Unidos e Argentina) podem representar parcerias fundamentais à

implementação do H₂ no contexto nacional. A Alemanha, por exemplo, tem feito parcerias com diversos países, entre os quais o Brasil, para desenvolver atividades de cooperação, com o objetivo de compra de Hidrogênio verde e, também, de venda dos produtos desenvolvidos pela sua indústria.

O posicionamento do Brasil no mercado internacional de H₂ é considerado também uma vantagem estratégica sob a ótica das associações, que destacam o crescimento acelerado desse mercado e o potencial do Brasil de se posicionar como um grande fornecedor de H₂, com impactos significativos sobre o setor de exportação e a economia como um todo, por meio das perspectivas de geração de empregos.

Por fim, a logística bem desenvolvida é um ponto central para a identificação do desenvolvimento da economia do H₂ orientada para a exportação pelos portos. Ressaltam-se, assim, as iniciativas para implantação de *hubs* de H₂ verde no Porto do Pecém (CE) e no Porto do Açu (RJ), que têm como acionistas os portos de Roterdã e de Antuérpia, respectivamente.

Essa oportunidade possui estreita relação, portanto, com a capacidade de transporte do hidrogênio por longas distâncias, a custos eficientes. A título de exemplo, as distâncias náuticas dos potenciais exportadores ao porto de Hamburgo, na Alemanha, são indicadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Distâncias entre o Porto de Hamburgo e Potenciais Exportadores de H₂V.

PORTO	Milhas náuticas	km
Austrália (Newcastle)	8.776	16.252
Chile (Valparaíso)	6.700	12.409
Brasil (Fortaleza)	4.214	7.804
Brasil (Campos)	5.248	9.719

Fonte: Elaboração própria, com base em The Distance Now, 2021.

Pode-se ver que o Brasil, principalmente com os portos do Nordeste, está mais próximo do mercado europeu que a Austrália e o Chile. No entanto, os países do sul da Europa e do norte da África, onde atualmente já há gasodutos de gás natural interligados à Europa, e do Mar do Norte e do Mar Báltico têm posições mais estratégicas. Dessa forma, a competitividade do Brasil em relação a esses países vai depender de custos baixos de logística e transporte.

5.4.4 Atração de investimentos, experiência em financiamento de grandes projetos e desenvolvimento de políticas adequadas para tecnologias nascentes

As plantas de eletrólise de grande escala exigem vultosos investimentos, que terão que ser viabilizados em um contexto mundial de pouca liquidez, com competição por recursos entre projetos de grande porte dos diversos segmentos da economia. No setor de Hidrogênio verde, os potenciais investidores incluem segmentos cujas empresas mais representativas já atuam no Brasil, como empresas de energia, fabricantes de tecnologia e agentes do mercado, como grandes indústrias e produtores de gases industriais.

O Brasil tem histórico de atração de investimentos e de implantação de projetos de grande porte e inovadores, como os de infraestrutura, do setor de óleo e gás e de indústrias de base, para os quais desenvolve regulação, financiamento e política industrial adequados. Um exemplo marcante de uma política industrial bem-sucedida é a que foi desenvolvida para a geração eólica, em que houve a atração dos principais *players* do setor para implantarem unidades industriais no Brasil (ARAÚJO; WILCOX, 2018). Nesse sentido, o país possui vasta experiência na estruturação financeira de grandes projetos, o que pode ser percebido como uma oportunidade na economia do H₂. Além disso, o mercado financeiro brasileiro conta com experiência em lançamento de títulos e fundos, que poderão ser utilizados para captação de recursos próprios.

O BNDES, tradicional banco de fomento do país, tem sido ao longo dos anos um importante agente no financiamento dos investimentos de infraestrutura e industriais, atuando como principal fonte de recursos de longo prazo no país. Sua atuação pode se dar em conjunto com outros bancos públicos de fomento, como o Banco do Nordeste (BNB) e o Banco da Amazônia (BASA), que atuam com fundos constitucionais regionais e com bancos comerciais no financiamento das operações, bem como em instrumentos do mercado de capitais.

O financiamento aos projetos de H₂ verde pode ocorrer pelas linhas tradicionais de financiamento (no caso do BNDES, o Finem), mas também por debêntures de infraestrutura ou debêntures incentivadas aplicadas a projetos de descarbonização (BNDES, 2022a). Além disso, por meio da linha Funtec, o BNDES apoia, com recursos não reembolsáveis, projetos de P&D nos Institutos de Tecnologia em parceria com empresas, a fim de levar o conhecimento da academia ao mercado, estimulando o desenvolvimento tecnológico e a inovação de interesse estratégico para o país (BNDES, 2022b).

Em outra alternativa de financiamento, o Fundo Clima (Subprograma Gestão e Serviços de Carbono) compreende projetos que melhorem a gestão de emissões de carbono ou que efetivamente reduzam as emissões de gases de efeito estufa. O apoio diretamente pelo BNDES é feito com as seguintes condições: custo financeiro de 0,1% a.a.; remuneração do BNDES de 0,9 a 1,4% a.a.; e, taxa de risco de crédito, que varia em função do risco do tomador e do projeto. É previsto prazo de amortização de até 12 anos, com carência de dois anos, participação de 50% dos itens financiáveis, podendo chegar até 100% (BNDES, 2022c).

Nos últimos dois anos foram desembolsados mais de R\$ 15 bilhões/ano para o setor. As características de longo prazo do financiamento contribuem para que os níveis de endividamentos sejam ampliados, o que permite reduzir o custo de capital e, em consequência, o custo nivelado de produção do hidrogênio renovável.

O financiamento de projetos pelo BNDES adota critérios setoriais de conteúdo nacional, conferindo aos fornecedores de equipamentos a inscrição no CFI (Cadastro Finame). Tendo em vista a eletrólise tratar-se de uma tecnologia inovadora, foi aprovada, pela Diretoria do BNDES em maio de 2022, a Metodologia Setorial para Credenciamento de Sistemas Estacionários de Armazenamento de Energia (SAE) com Baterias e com H₂. O credenciamento dos SAE's será baseado em marcos temporais com requisitos que evoluem ao longo do tempo, permitindo que os fornecedores tenham a flexibilidade de escolher as melhores rotas tecnológicas para desenvolver seus produtos no País (BNDES, 2022d).

Além das condições customizadas para credenciamento dos equipamentos, o BNDES anunciou linhas de financiamento específicas para o estímulo à eletrólise no país, com o financiamento de até R\$ 300 milhões para a implantação de unidades de produção para o mercado doméstico, com custo financeiro abaixo da Taxa de Longo Prazo (TLP), uma vez que o *funding* para essa linha será um *mix* entre a taxa usual do BNDES – TLP e a do Fundo do Clima – 1% a.a. (BNDES, 2022c).

Além do custo financeiro, estão previstas as seguintes condições de financiamento, à semelhança da linha Finem – Energias Renováveis, descritas abaixo:

- Sistema de amortização (SAC).
- Prazos máximos de amortização e carência: a serem estabelecidos conforme a composição do *funding* da linha de crédito.
- Spread básico: 0,9 a 1,3% a.a.

- Spread de risco: a ser estabelecido pela análise do projeto/empreendedores.

Em uma outra frente, o BNDES foi autorizado a utilizar seus recursos para o financiamento do comércio exterior para financiamento de grandes plantas de produção de H₂ verde que sejam totalmente voltadas à exportação. Nesse caso, a proposta é equiparar as condições de crédito com as melhores encontradas mundo afora, incluindo mercados desenvolvidos. São juros entre 1% e 2% ao ano.

No estágio em que a indústria do H₂ se encontra, de desenvolvimento de pesquisas e projetos-pilotos buscando a viabilidade técnica e econômico-financeira, as agências de fomento, como a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), ligada ao MCTI, poderão desempenhar papel importante para a promoção dos projetos e criar programas específicos para o H2V.

Atualmente, a Finep concede recursos não reembolsáveis (*grants*) e reembolsáveis para instituições de pesquisa e empresas brasileiras. O apoio financeiro abrange todas as etapas e dimensões do ciclo de desenvolvimento científico e tecnológico: pesquisa básica, pesquisa aplicada, inovações e desenvolvimento de produtos, serviços e processo. Entre os diversos tipos destaca-se o apoio direto à inovação, que objetiva apoiar as atividades inovadoras das empresas e ampliar atividades de P&D. Além desse, destaca-se que, entre os programas disponíveis (Finep, 2022), há algumas possibilidades de enquadramento de um projeto-piloto de produção de hidrogênio verde.

Os projetos-pilotos, de menor porte e com tecnologia não comprovada, podem captar recursos por meio de *grants*, que são recursos não exigíveis geralmente provenientes de programas e políticas públicas, o que tem sido o caso de projetos de H₂. Uma combinação de *fundings*, em proporções adequadas de *grants* e *equity*, pode ser utilizada para reduzir o custo nivelado de produção do H₂ (LCOH), conferindo maior facilidade de inserção do produto no mercado.

Outros agentes nacionais também apresentam meios de financiamento semelhantes e de importante apoio para a economia verde. Entre as linhas de crédito verde do Banco do Nordeste (BNB) estão aquelas cuja fonte de recursos é o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), como o FNE Verde, voltado para a sustentabilidade ambiental (BNB, 2022a), e o FNE Inovação, que enfatiza inovação em produtos, serviços e processos em empresas e empreendimentos rurais (BNB, 2022b).

Outro segmento importante na cadeia do H₂ será o financiamento aos *offtakers*, com investimentos em logística e reconversão industrial necessária para utilizar o H2V como insumo ao processo produtivo nas indústrias, como cimento, aço, petroquímica, etc. Essa seria uma iniciativa que o

governo poderia estimular com o BNDES, por meio de uma política industrial condizente com as políticas energética e ambiental.

Além disso, poderá haver a participação dos órgãos multilaterais de crédito, como o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), que firmou com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) uma parceria intitulada *Renewable Energy for Latin America and the Caribbean Initiative* em 2019, no âmbito do Diálogo de Alto Nível das Nações Unidas sobre Energia, para impulsionar a transição energética na América Latina e no Caribe.

Por fim, destaca-se a atuação do mercado de capitais nesse mercado. De acordo com a Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, debêntures emitidas por SPE (Sociedade de Propósito Específico), relacionadas à captação de recursos com vistas a 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). Esse mecanismo de mercado, caso o projeto venha a ser considerado como prioritário pelo Poder Executivo federal, poderá ser utilizado como um incentivo a projetos de Hidrogênio.

O BNDES pode subscrever debêntures simples emitidas em Ofertas Públicas, abarcadas pela Lei nº 12.431/2011 e com garantias típicas de financiamento a projetos de infraestrutura para SPEs; concessionárias; autorizadas ou permissionárias; ou sociedades (*holdings*) controladoras de SPEs ou detentoras de concessão, autorização ou permissão, atuantes nos setores de logística e transporte, mobilidade urbana, energia e saneamento básico (BNDES, 2022e):

- Os recursos captados nas séries com subscrição pelo BNDES poderão ser utilizados para o pagamento futuro ou no reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos projetos de investimento, inclusive outorga, desde que os recursos sejam destinados a um projeto prioritário, nos termos do art. 2º da Lei nº 12.431/2011, e suas modificações posteriores, e dos Decretos que a regulamentem.

- A participação do BNDES no âmbito desta modalidade de apoio poderá chegar a 100% da emissão.
- O prazo de vencimento das debêntures não poderá ser inferior a 4 (quatro) anos.
- A remuneração das debêntures deverá ser determinada considerando-se as características da oferta, tais como a classificação de risco e o prazo, bem como as taxas de mercado para títulos de renda fixa compatíveis com a emissão.
- As debêntures deverão apresentar classificação de risco realizada por agência independente, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e apresentar garantias, conforme estabelecido na Norma de Garantias e Mitigadores de Risco das Operações de Financiamento do Sistema BNDES.

5.4.5 Disponibilidade de recursos humanos especializados

Para a capacitação de mão de obra industrial, o Brasil conta com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI), que é um dos cinco maiores complexos de educação profissional do mundo e o maior da América Latina. O SENAI possui 25 Institutos de Inovação e 61 Institutos de Tecnologia distribuídos pelo país e seus cursos formam profissionais para 28 áreas da indústria brasileira, desde a iniciação profissional até a graduação e pós-graduação tecnológica.

Além disso, no nível tecnológico, o Brasil conta com uma rede de pesquisas no setor de Hidrogênio, onde vem sendo formada mão de obra capacitada para esse tipo de atividade. Simultaneamente, o desenvolvimento da economia do hidrogênio tem como barreira a necessidade de desenvolvimento de empresas de base tecnológica e mão de obra qualificada.

Essa barreira possui relação central com a disponibilidade de recursos de P&D, apontada por universidades e centros de pesquisa como uma barreira crucial. Nesse caso, os agentes ressaltam a importância do papel desempenhado por essas instituições na geração de conhecimento e na formação de recursos humanos. Dado que a disponibilidade de mão de obra especializada foi identificada como uma barreira expressiva em todas as categorias, o apoio ao papel das universidades e instituições de ensino, pesquisa e desenvolvimento demonstra-se fundamental.

5.4.6 Normatização da economia do hidrogênio

Tendo em vista que o uso do hidrogênio em grande escala ainda não existe no Brasil, será necessário o desenvolvimento de normas de segurança, utilização, transporte, armazenagem e pureza, entre outras, coerentes com as existentes e as que estão sendo desenvolvidas no mundo. Esse é um desafio significativo e global, em função das perspectivas de comércio internacional de hidrogênio e derivados.

A ABNT criou a Comissão de Estudo Especial de Tecnologias de Hidrogênio (ABNT/CEE-067 – TECNOLOGIA DE HIDROGÊNIO), que é espelho da ISO/TC 197 – *Hydrogen Technologies*. Sua atuação é na normalização no campo de tecnologia de hidrogênio, compreendendo sistemas e dispositivos para produção, armazenamento, transporte, medição e uso do hidrogênio, bem como pilhas ou células a combustível de hidrogênio, no que concerne à terminologia, requisitos e métodos de ensaio. Além das normas, serão necessários critérios e mecanismos para a certificação de garantia de origem de fontes renováveis, harmonizados com os adotados no restante do mundo.

5.4.7 Suporte político e regulação

No que diz respeito à regulação, ainda não parece estar claro se o setor de Hidrogênio será regulado. Segundo a EPE (2021a), o Brasil pode ser bastante competitivo no hidrogênio verde, porém deve aproveitar as oportunidades de desenvolvimento das diversas tecnologias de produção e uso do hidrogênio. Assim, o desenvolvimento do setor do Hidrogênio no Brasil está sujeito à regulação de outros setores da economia, como a do setor elétrico e a de gás natural, que regulam os principais insumos do H₂ verde e do H₂ cinza, respectivamente. Em sua nota técnica, a EPE aponta a possibilidade de projetos de H₂ verde serem desenvolvidos em condições e locais específicos, explorando nichos competitivos, e aponta a necessidade de desenvolvimento de um arcabouço institucional, legal e regulatório adequado ao uso energético do hidrogênio para dar segurança à indústria e aos consumidores (EPE, 2021a).

Nesse sentido, a regulação do setor elétrico é consistente, acompanha e induz o desenvolvimento do setor, o que é um ponto positivo para a produção de H₂ verde. No setor de gás natural, a publicação do Marco Regulatório do setor de gás (Lei nº 14.134 de 08/04/2021), que institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, bem como para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento,

estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Há pontos nessa lei que podem vir a impactar o setor de H₂, tais como (BRASIL, 2021):

- O gás que não se enquadrar na definição de gás natural poderá ainda ter tratamento equivalente, desde que aderente às especificações estabelecidas pela ANP. Essa cláusula abre a possibilidade de o hidrogênio vir a ser enquadrado no Marco Regulatório do setor de gás, o que lhe retira o tratamento atualmente praticado, de um produto industrial, portanto não sujeito, por exemplo, à análise dos contratos de comercialização e dos contratos de transporte;
- As cláusulas que tratam dos gasodutos de transporte não preveem a utilização compartilhada dos gasodutos de gás natural com o Hidrogênio. Tendo em vista que um dos objetivos dessa nova lei é aumentar o investimento em novos gasodutos, esse compartilhamento, que poderia ser benéfico para o desenvolvimento do mercado do Hidrogênio, poderia também ser importante na viabilização da implantação de novos gasodutos, conferindo-lhes maior ocupação;
- É prevista a atividade de estocagem subterrânea de gás natural, sob autorização da ANP. Não há previsão de extensão dessa cláusula à estocagem do H₂, o que poderia, também, ser importante desenvolvimento do mercado do Hidrogênio;
- É assegurada a manutenção dos regimes de consumo de gás natural em unidades de produção de fertilizantes e instalações de refino de petróleo nacional ou importado existentes em 5 de março de 2009. Não há previsão para utilização do gás natural para a produção por reforma de H₂ cinza para o mercado industrial de forma geral, o que pode vir a dificultar a sua introdução em outros segmentos industriais.

Não obstante, dois entrevistados citaram a falta de uma estratégia nacional no país como um dos obstáculos relevantes, uma vez que o direcionamento nos âmbitos regulatório, político e de mercado por uma política pública clara e definida, poderia levar a incentivos fiscais voltados a tecnologias específicas, bem como estimular a produção do H₂V. A ausência de um plano de descarbonização nacional, com direcionamento ao setor elétrico e de transportes, também é identificada como uma lacuna nas políticas públicas. A relevância deste arcabouço tem um papel fundamental na estruturação de uma estratégia nacional para os investimentos.

Nesse sentido, os entrevistados reconheceram a importância do lançamento das diretrizes do Programa Nacional do Hidrogênio, o PNH2, e do Programa Combustível do Futuro enquanto passos iniciais da estruturação da estratégia brasileira em torno do H₂ e da descarbonização. Ainda assim, ressalta-se a necessidade de investimentos direcionados à infraestrutura e criação do mercado, bem como o estabelecimento de parcerias e engajamento dos agentes, a fim de desenvolver políticas científicas e industriais coerentes com o direcionamento político.

Os aspectos regulatórios foram mencionados em diversos momentos pelos entrevistados, ressaltando que o arcabouço deve ser desenvolvido de acordo com as necessidades do mercado de H₂ verde. Uma demanda apontada, nesse sentido, é a redução de burocracias, principalmente no que diz respeito à importação, às barreiras regulatórias (permissão) e também aos tributos para viabilidade e criação do mercado. Assim, os entrevistados evidenciaram que a criação de medidas adequadas do uso para aumentar a demanda, tanto nas indústrias quanto na mobilidade, a precificação de carbono e a redução de impostos de importação são possíveis medidas para superação dessas barreiras.

Em outro viés, segundo os entrevistados, a viabilidade econômica, considerada elemento-chave para a difusão dos projetos, precisa estar ancorada na regulação. Assim, os avanços em termos de infraestrutura de H₂ seriam visualizados a partir do desenvolvimento do arcabouço regulatório adequado. Essa visão, no entanto, não é unânime entre os agentes consultados. Uma outra linha de pensamento, identificada em diversas categorias, aponta que não há impeditivo no arcabouço regulatório para o desenvolvimento de projetos de H₂, que enfrentariam, portanto, outras barreiras. Assim, um desafio central seria a criação de um mercado interno, haja vista que o desenvolvimento do H₂ seria um caminho natural do mercado, impulsionado por investidores. Em outras palavras, trata-se de encontrar os *oftakers*, os *players* e as indústrias que irão usar esse hidrogênio.

Ainda assim, estímulos financeiros, o suporte político e o direcionamento dos investimentos em termos de energia são identificados como fundamentais para estimular a participação do setor privado, promovendo o desenvolvimento do mercado. Desse modo, aponta-se a necessidade de programas de financiamento que englobem toda a cadeia do H₂, desde a pesquisa básica até o uso final da tecnologia. Essa percepção é corroborada sobretudo pelos centros de pesquisa e universidades, que identificaram que a ausência de incentivos à educação e à P&D tem dificultado a realização das pesquisas

científicas na área, bem como o intercâmbio tecnológico. O desenvolvimento de medidas que enderecem essa lacuna estaria, nesse sentido, associado à superação de barreiras fundamentais na economia do H₂.

Com isso, a inexorável relação entre os obstáculos tecnológicos e econômicos torna-se ainda mais evidente. Como apontado pelos entrevistados, no caso do H₂ azul, a captura de CO₂ no processo de produção de H₂ é ainda um desafio a ser solucionado tanto sob a ótica técnica quanto sob a ótica econômica. No caso do H₂V, os eletrolisadores ainda exigem desenvolvimento adicional a fim de garantir maior eficiência e redução dos custos de produção. Em todos os casos, o investimento em P&D é identificado como necessário.

Além disso, a criação de projetos de plantas-piloto é considerada uma medida fundamental para o desenvolvimento do mercado interno. Tanto para o H₂V quanto para as demais rotas tecnológicas, a demonstração da viabilidade e eficiência da tecnologia, tal como a ampliação da discussão com a sociedade, é fundamental para a evolução do mercado.

Em setores em que o uso do H₂ ainda não é uma realidade, como em transportes pesados e de longa distância, e na aviação, um grande desafio é não ser mero utilizador do combustível, mas ter que adaptar toda a cadeia setorial para receber o H₂. Nesse caso, o direcionamento de políticas públicas para desenvolvimento da infraestrutura estratégica é fundamental.

Quanto à evolução do arcabouço político-regulatório, a análise das entrevistas e avaliação das perspectivas dos agentes forneceu um rol de medidas e políticas públicas específicas sugeridas, visando à superação das barreiras supracitadas. Esses elementos estão sumarizados no Quadro 5.1, em três categorias centrais: políticas públicas, incentivos regulatórios e medidas de formação do mercado.

Com base na já mencionada necessidade de direcionamento e incentivo político-regulatório para a descarbonização, sobretudo em setores de difícil redução de emissões, a criação de um mercado de créditos de carbono foi citada por vários atores, assim como a CNI, como fator relevante na criação de incentivos ao desenvolvimento do mercado de H₂ no âmbito nacional. Assim, os agentes identificam incentivos econômicos como relevantes para o aperfeiçoamento de políticas existentes que beneficiem a redução de emissões de GEE nos segmentos industrial e de transporte. Esse ponto é reforçado com a análise da experiência internacional, de modo que o aspecto regulatório está avançando a passos largos, notadamente na Europa, e depois na China, na Austrália e no Japão.

Quadro 5.1 - Principais políticas mencionadas pelos entrevistados.

Políticas públicas	Regulação	Mercado
Política de resíduos sólidos, visando à produção de H ₂ branco	Criação de uma política de uso para o hidrogênio, principalmente <i>in loco</i>	Taxação das emissões de CO ₂ e créditos de carbono associados à produção de H ₂
Destinação para recursos de P&D que visam novas abordagens de produção de H ₂ V	Regular o uso do H ₂ para armazenamento de energia	Impostos verdes
Incentivar a substituição de termelétricas pelo H ₂ V	Mercado estruturado com critérios internacionais	Redução de impostos na cadeia de valor do H ₂
Lançamento de editais de financiamento, com requisito de parcerias entre empresas privadas e academia	Criação de marcos regulatórios que deem incentivo fiscal aos produtores de H ₂	Leilões específicos para H ₂
Incentivar o crescimento da infraestrutura atual para uso do H ₂		Facilidades para exportação na forma de amônia
Criação de uma lei federal que inclua exonerações tributárias, mesmo que temporárias		Incentivo financeiro para o desenvolvimento de infraestrutura de obtenção de H ₂

Em suma, a análise apresentada aponta que o aspecto regulatório é um ponto fundamental a ser discutido, uma vez que a questão é identificada como um dos principais desafios à economia do H₂ no contexto nacional. Diante desse cenário, políticas públicas e incentivos regulatórios ganham relevância como importantes instrumentos para o fortalecimento da economia do hidrogênio e estímulo para a criação e crescimento do mercado interno. Diversas ações são citadas como possibilidades de solucionar os problemas relacionados à falta de maturidade tecnológica. Para atender às demandas iniciais do mercado, os atores acreditam que é preciso voltar os olhos para as potencialidades do país, identificar suas necessidades, considerar áreas que carecem de investimentos, e investir em educação, pesquisa, formação de recursos humanos e criar meios de atrair *players* que invistam em infraestrutura.

5.5 Principais nichos de inserção do Hidrogênio no Brasil

Há um consenso quanto à necessidade de se promover, em escala mundial, ações voltadas para a descarbonização das principais atividades e segmentos

responsáveis pelas emissões de GEE. Não se trata, contudo, de um processo trivial e tampouco uma tarefa unívoca, considerando as diferenças entre os diversos países entre os quais podem ser destacadas as matrizes energéticas, a maturidade tecnológica, as políticas públicas adotadas, a capacidade de investimento e o próprio mercado consumidor.

Essa situação está evidente nos planejamentos para a inserção do hidrogênio na economia de diversos países e condicionará a velocidade de inserção do hidrogênio nas diferentes economias. Cabe, portanto, identificar aqueles que podem ser os facilitadores para a criação de um mercado para o hidrogênio e, simultaneamente, demonstrarem os benefícios da transição para a economia do hidrogênio no Brasil.

Por outro lado, a disponibilidade de recursos naturais associada à existência de maturidade tecnológica e empresarial poderá tornar o hidrogênio, além de um insumo estratégico em diversos segmentos, em uma *commodity* visando à exportação, dependendo das políticas públicas que forem adotadas e da velocidade da inserção do hidrogênio na economia. Os segmentos que já utilizam o hidrogênio em seus processos industriais são os nichos naturais para a criação de um mercado interno para o hidrogênio, pela adequação das suas instalações para a migração do hidrogênio cinza para o azul e futuramente para o hidrogênio verde.

Entre os segmentos industriais que se destacam como consumidores em larga escala do hidrogênio, estão o de refino do petróleo e de produção de amônia. Porém, as oportunidades de emprego do hidrogênio existem nas indústrias de cimento, de alimentos e óleos, de produção siderúrgica, na mineração e de vidro, para citar as mais relevantes. Adicionalmente às aplicações industriais e àquelas voltadas para a mobilidade elétrica em larga escala, deve-se incluir o uso energético do hidrogênio.

5.5.1 Indústria de Petróleo

No caso específico do refino do petróleo, a produção de hidrogênio cinza na própria refinaria é concomitante com o seu consumo nos processos de hidrotreatamento e hidrocrackeamento. O primeiro refere-se à eliminação de impurezas com enxofre e nitrogênio; o segundo, ao beneficiamento de frações pesadas do refino. Adicionalmente, pode-se acrescentar o processo H-Bio da Petrobras, que consiste no hidrotreatamento de óleo vegetal em conjunto com o óleo diesel previamente tratado (Figura 5.10). O resultado desse processo, que também inclui óleos leves, é um óleo diesel de alta qualidade e com baixos teores de enxofre.

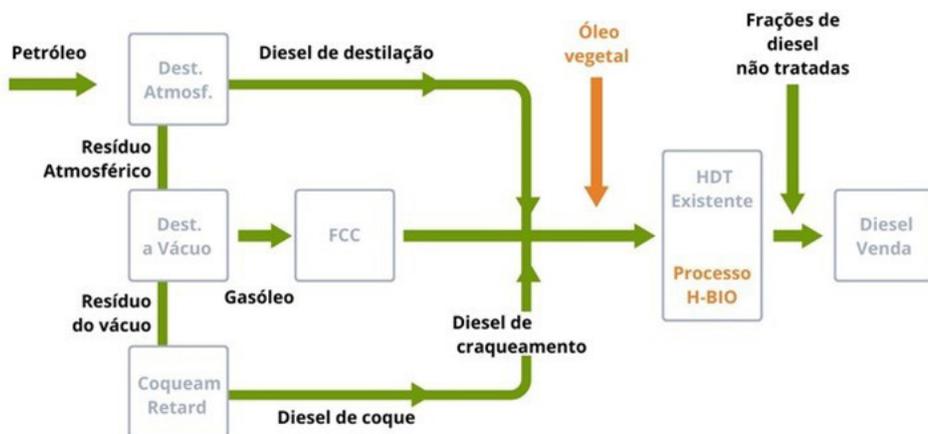


Figura 5.10 - Processo H-Bio em um Esquema Típico de Refinaria.

Fonte: Elaboração própria, com base em Eurodiesel, 2022.

Ambos os casos resultam em maior demanda de hidrogênio, cuja tendência natural seria a migração da produção do hidrogênio cinza para as tecnologias que privilegiassem a captura de CO₂ (hidrogênio azul) ou hidrogênio a partir de plástico. Em função do volume de CO₂ capturado, haveria a necessidade de estabelecer tanto uma destinação quanto um transporte para ele. Não se descarta a possibilidade futura de produtores de hidrogênio a partir de outras fontes atuarem como fornecedores de hidrogênio para unidades de refino do petróleo.

A principal barreira para a substituição do hidrogênio cinza pelo hidrogênio verde reside no volume necessário para as operações atuais ou para atender à demanda crescente das empresas de processamento de petróleo. Essa limitação não é específica para o Brasil.

5.5.2 Indústria de Fertilizantes

A produção de fertilizantes nitrogenados, juntamente com o refino do petróleo, representa a maior parcela de consumo de hidrogênio no mundo. Os fertilizantes nitrogenados dependem da produção de amônia anidra (NH₃) proveniente da reação entre o hidrogênio e o nitrogênio disponível no meio ambiente (processo Haber-Bosch). Dessa forma, a produção de amônia requer grandes volumes de hidrogênio, que é produzido majoritariamente a partir da reforma a vapor do metano (gás natural).

O Brasil conta com empresas produtoras de fertilizantes nitrogenados (Petrobras, Fosfertil, Braskem e Proquigel), porém é dependente de

importações. O agronegócio brasileiro é dependente de importações de fertilizantes e estima-se que somente com os nitrogenados a dependência é de 60% do volume requerido, com o agravante de serem produtos com formação de preço internacional.

Adicionalmente, o mercado de fertilizantes é altamente dependente da logística de transporte, o que sinalizaria para a localização das unidades produtoras próximas aos principais centros de consumo. Nessa hipótese, também caberia a produção local do principal insumo (amônia) na fabricação de fertilizantes nitrogenados. As principais barreiras seriam a inexistência de rede de gás natural (gasodutos) junto aos pontos de consumo para produção de hidrogênio azul (Figura 5.11) e o custo de produção local do hidrogênio verde.



Figura 5.11 - Mapa representando a malha de dutos de escoamento, gasodutos de transporte e de distribuição.

Fonte: Webmap EPE (EPE, 2022e).

5.5.3 Indústria de Mineração

As oportunidades para o uso de hidrogênio na indústria de mineração se confundem com aquelas descritas na de mobilidade, quais sejam promover a descarbonização e reduzir os custos relacionados ao consumo e transporte de diesel para os imensos caminhões presentes nas minas e, também, no transporte ferroviário de minério.

No Brasil existem grupos de P&D interessados em estudar a possibilidade de utilização de hidrogênio em mistura com diesel, sem modificações relevantes nos motores atuais, no sentido de reduzir o consumo, e, paralelamente, as emissões provenientes dos motores dos caminhões. A produção de hidrogênio nas localidades remotas das minas poderia ser conduzida a partir de eletrolisadores associados a fontes renováveis de geração de energia elétrica.

No caso específico do transporte ferroviário do minério, existem tanto alternativas de combustíveis para as locomotivas quanto alternativas de eletrificação com emprego de células a combustível. Nesse caso, em função das grandes distâncias há que ser estudada a logística de abastecimento ao longo do percurso ou de utilização de tanques de hidrogênio como parte do comboio. Não existem até a presente data projetos de demonstração de utilização de trens de minério com emprego de células a combustível.

5.5.4 Indústria Siderúrgica

Em linhas gerais, o processo de produção do aço em alto-forno se inicia com mistura do minério de ferro com coque e calcário, resultando em ferro (ferro-gusa) com alto teor de carbono e a consequente emissão de CO_2 . Em uma segunda etapa, esse ferro-gusa é transferido para um forno onde, a partir da injeção de oxigênio, ocorre a remoção do carbono presente no ferro, com emissão adicional de CO_2 . Nesse ciclo, incluindo os processos de redução e a combustão, ocorre em média a emissão de 1,73 t de CO_2 por tonelada de aço produzido (BARTLETT; KRUPNICK, 2021).

A presença do coque no processo de redução do minério de ferro como fonte de calor e de monóxido de carbono dificulta a sua substituição em larga escala, porém não está descartada. Isso é o que pretende demonstrar o projeto experimental em curso pela Thyssenkrupp Steel, no qual se espera uma redução da ordem de 20% nas emissões de CO_2 . Nessa fase experimental do projeto, o hidrogênio é injetado em uma das 28 ventaneiras do alto-forno, a uma taxa de 1000 m^3/h , e está sendo fornecido a partir de caminhões-tanque (Air Liquide). Para uma implantação definitiva, haverá necessidade de fornecimento através de dutos para atendimento da demanda (THYSSENKRUPP STEEL, 2021).

Ainda em fase piloto, foi iniciado na Suécia o Projeto *Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology* (HYBRIT), desenvolvido pelo consórcio LKAB (mineração), SSAB (siderurgia), Vattenfall (energia) e a agência de energia da Suécia, cujo objetivo é utilizar o hidrogênio em larga escala no processo de fabricação do aço. O projeto prevê a substituição dos altos-fornos de produção de ferro-gusa pelo processo de redução direta em fornos elétricos (Figura 5.12) (HYBRIT, 2022).

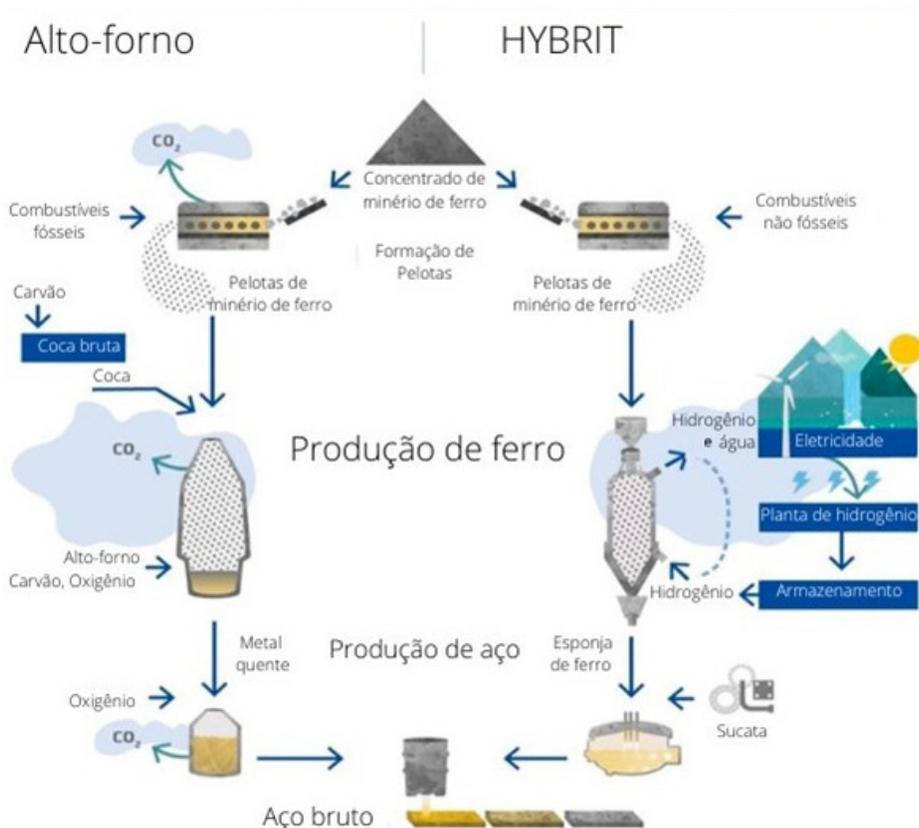


Figura 5.12 - Comparação do processo de fabricação convencional com o processo HYBRIT.

Fonte: Adaptado de Pei et al., 2020.

O hidrogênio será produzido por eletrólise na própria planta, com emprego de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Com essa tecnologia, as emissões para produzir uma tonelada de aço estão reduzidas de 1800 kg para 25 kg de CO_2 . Em outra iniciativa, também na Suécia, a

siderúrgica decidiu pela utilização do hidrogênio para aquecimento dos fornos de laminação.

Como se poderia esperar, todas as tecnologias voltadas para o emprego do hidrogênio na indústria siderúrgica voltadas para a descarbonização do setor precisam ser avaliadas sob o aspecto econômico e comparadas com aquelas que privilegiam a captura e armazenamento de CO₂ (CCUS). Ao analisar a possibilidade do emprego de hidrogênio nas operações de refino ou de laminação do aço, também deverão ser considerados os aspectos logísticos, seja de produção local do hidrogênio, seja de sua importação através de dutos, haja vista o elevado volume requerido.

O Brasil ocupa a nona produção entre os produtores mundiais de aço (32,6 milhões de aço bruto em 2019) com usinas distribuídas em dez estados da federação. As usinas são classificadas em três classes dependendo da sua participação na cadeia de produção. As usinas integradas englobam todos os processos produtivos (redução, refino e laminação), as semi-integradas que atuam no refino e na laminação e as não integradas que participam apenas de uma fase da produção (processamento ou redução). As usinas integradas seriam talvez as mais propensas à utilização do hidrogênio em seus processos produtivos, porém, por se tratar de um mercado altamente competitivo, os fatores econômicos poderiam constituir uma barreira.

5.5.5 Indústria de Cimento

A indústria do cimento é um dos segmentos industriais que, simultaneamente, apresentam alto consumo energético e elevada emissão de CO₂. Esta provém majoritariamente das etapas de calcinação do calcário (50%), da produção de calor para o processamento da matéria-prima (40%) e o restante dos serviços auxiliares (FARIA, 2018). A indústria do cimento procura diversificar a gama de combustíveis utilizados, sendo que no Brasil cerca de 85% deles são de origem fóssil, com predominância para o coque de petróleo (VISEDIO; PECCHIO, 2019).

Em todos os países, mas particularmente no Brasil, pelas características da indústria da construção civil e pela demanda por obras tanto para moradias como de infraestrutura, a indústria do cimento tem um papel importante no esforço pela descarbonização. Nesse aspecto, existem ações referentes à ampliação do emprego dos combustíveis alternativos (carvão vegetal, pneus inservíveis, resíduos industriais e oleosos, plásticos biomassa, etc.) na substituição térmica (VISEDIO; PECCHIO, 2019), estudos para verificar a possibilidade de utilização em mistura com gás natural ou biomassa no

aquecimento dos fornos ou, também, como matéria-prima, juntamente com as tecnologias CCUS, para a produção de combustíveis sintéticos, através de tecnologias *Power-to-Gas* (PtG). Em relação a essa possibilidade, existem, no exterior, estudos a respeito de utilização do hidrogênio (GLOBAL CEMENT, 2021).

As barreiras que poderão dificultar a utilização do hidrogênio nesse segmento seriam, além dos aspectos tecnológicos próprios da produção, as diversas alternativas para a redução do consumo de combustíveis fósseis na substituição térmica, o impacto do custo de produção local do hidrogênio sobre o custo final do cimento na hipótese de substituição parcial dos combustíveis fósseis atualmente utilizados, e a destinação e o mercado para os produtos derivados da combinação do hidrogênio com o CO₂ proveniente dos sistemas de captura.

Na indústria de cimento, o H₂V pode fornecer energia substituindo o carvão e o gás, ainda que essa inserção não seja considerada como solução primária para o segmento. O uso do H₂V para geração de calor já havia sido apontado no Roadmap Tecnológico do Cimento, que indica o potencial de redução das emissões de carbono da indústria brasileira do cimento até 2050. Entre as possibilidades de uso, como forma mais moderada, a indústria aponta que poderia utilizar o carbono dos processos de captura de CO₂, obtido através da produção de hidrogênio azul, para aplicação na produção de clínquer. Além disso, o processo de aquecimento via H₂ pode ser apontado como uma alternativa, mas sua aplicabilidade dependeria da viabilidade de adaptação do processo de produção de clínquer, para utilizar hidrogênio como combustível principal no forno.

O setor tem uma pegada de carbono muito significativa, sendo o segundo maior emissor industrial, atrás apenas da siderurgia tanto no Brasil quanto no mundo. Ainda assim, o uso do H₂ como solução de descarbonização ainda está apenas sendo observada pelo setor.

Segundo o Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (SNIC), a indústria de cimento utiliza majoritariamente coque de petróleo, sendo que 50% do custo vem ou da queima de combustíveis ou da utilização de energia elétrica. Por isso, a emissão de CO₂ é elemento intrínseco ao processo.

Apesar das Tecnologias Inovadoras e CCUS representarem 9% do potencial de Redução do CO₂ no referido Roadmap, a tecnologia de CCS é caríssima. Sendo assim, à medida que os custos do H₂V declinam, tornando-o competitivo, o setor de cimento depara-se com uma oportunidade de descarbonização, visto que a energia representa 50% (35% combustível e 15% eletricidade) no custo de produção do cimento.

No entanto, essa redução teria que ser substancial, pois o H₂ competiria com resíduos que hoje são utilizados, já que, pelo baixo valor específico do cimento, a indústria queima os mais diferentes materiais, como pneus velhos. A título de exemplo, esse movimento tem sido observado no Reino Unido, cujo objetivo é substituir parte do gás natural usado na usina por hidrogênio verde. Atrrelado a uma fonte renovável de eletricidade, o produto final representará um grande esforço para a melhoria dos indicadores de sustentabilidade setoriais.

5.5.6 Indústria de Vidro

Como grande parte das indústrias eletrointensivas, a indústria de vidro está sendo compelida a migrar para fontes de energia alternativas aos combustíveis fósseis. Por outro lado, as características dessa indústria não permitem interrupções de longa duração durante o processo de fabricação. O objetivo desse segmento seria, portanto, definir como processar (fundir) o vidro da forma mais eficiente sob os aspectos de custo e eficiência com o mínimo de emissão de CO₂.

O uso intensivo do hidrogênio nos fornos utilizados na fabricação do vidro com o objetivo de reduzir as emissões provenientes dos fornos a combustível fóssil não é uma unanimidade, pois muitos especialistas defendem o emprego de fornos elétricos a partir de fontes renováveis (MORIS, 2021). Na hipótese de o hidrogênio vir a ser o energético principal da indústria de vidro, a tendência seria pela produção *in loco* em eletrolisadores, com posterior armazenamento por questões de segurança operacional.

5.5.7 Indústria de Alimentos e de Produtos Industriais

O hidrogênio é largamente utilizado na transformação de óleos e gorduras para a obtenção de produtos industriais, alimentos, combustíveis, polímeros, graxas e lubrificantes. Especificamente e apenas na indústria alimentícia, o processo de hidrogenação tem sido substituído por outras tecnologias em função das reações paralelas de isomerização das cadeias insaturadas (PINHO; SUAREZ, 2013).

Trata-se, portanto, de uma oportunidade de substituição do hidrogênio cinza eventualmente consumido pela alternativa de hidrogênio verde. Como em demais situações, há que se considerar o impacto do custo da substituição no preço final dos produtos.

5.5.8 Mobilidade

A mobilidade elétrica está intimamente relacionada aos compromissos assumidos pelos países no sentido de atingir a meta de redução de emissões de GEE, capaz de promover tanto a redução da poluição atmosférica quanto a redução do aquecimento global. Em escala mundial, o segmento de transporte foi responsável, em 2019, por uma parcela significativa das emissões de GEE (17%), sendo superado apenas pelo segmento de geração de eletricidade e calor (33%) (CLIMATE WATCH, 2022).

Entre as opções da mobilidade elétrica para promover a descarbonização, existem a alternativa dos veículos elétricos híbridos ou a bateria nas suas diferentes concepções. Entretanto, a essas podem-se acrescentar os veículos a célula a combustível a hidrogênio.

A propulsão para qualquer classe de veículo a hidrogênio baseia-se em um conjunto de subsistemas que compreende: um tanque de hidrogênio pressurizado ou um sistema interno de produção de hidrogênio a partir da reforma de um combustível capaz de produzir hidrogênio; uma célula a combustível que transforma a energia contida no hidrogênio em energia elétrica; um banco de baterias; e, motores elétricos que tracionam o veículo (Figura 5.13). Como em qualquer outro sistema de propulsão veicular, há necessidade de uma eletrônica embarcada de controle que integra os subsistemas mencionados. O papel da célula a combustível é manter o banco de baterias com energia suficiente para acionar os motores elétricos. Dessa forma, o veículo não necessita de paralisações para carregamento das baterias, dependendo apenas do dimensionamento do tanque de hidrogênio ou do combustível a ser reformado para definir a sua autonomia.

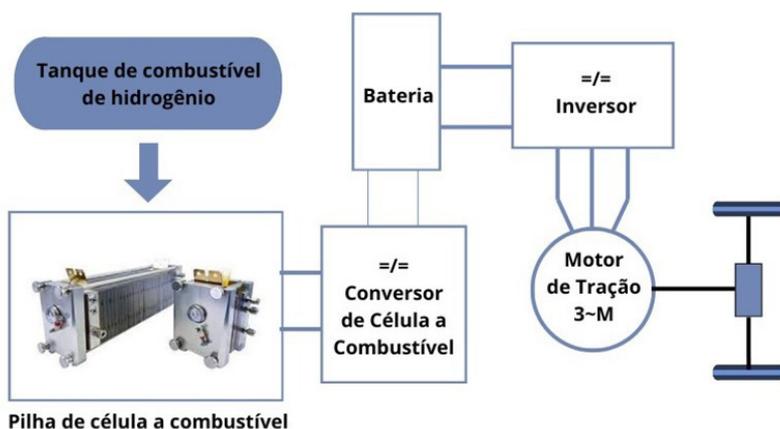


Figura 5.13 – Ilustração de veículos a célula a combustível a hidrogênio.

Fonte: Adaptado de Gurz *et al.*, 2017.

Nessa concepção, a mobilidade elétrica se aplica a todos os modais (veículos leves, ônibus, caminhões, pesados, trens, embarcações, etc.). Essa característica é particularmente vantajosa para os caminhões pesados e os ônibus quando comparado com o veículo elétrico com baterias, pois, nessa configuração, reduz-se de forma significativa o banco de baterias, com a consequente redução de peso, ampliando a capacidade de transporte de carga ou de passageiros.

Em nível internacional, já existem múltiplas aplicações do hidrogênio relacionadas à mobilidade, com destaque para os ônibus urbanos. A participação dos veículos leves a hidrogênio ainda é modesta, bem como de veículos pesados (caminhões), de trens e de embarcações. A expansão da eletrificação ferroviária está possibilitando a introdução da utilização dos sistemas com propulsão assistida por células a combustível a hidrogênio. Os primeiros projetos foram implantados na Alemanha a partir de 2018 (ALSTOM, 2021).

No Brasil, o transporte urbano de passageiros por ônibus representa a modalidade mais importante de deslocamento diário, principalmente nas capitais e municípios localizados nas áreas metropolitanas. Como exemplo, pode-se citar a área metropolitana da cidade de São Paulo (39 municipalidades), que em termos populacionais figura como a sexta maior no mundo, com cerca de 21 milhões de habitantes, e servida por 43 mil ônibus urbanos, que são os principais responsáveis pela poluição urbana. Situações semelhantes existem em outras cidades e explicam a liderança brasileira no mercado de fabricação de ônibus com uma produção anual de cerca de 30 mil unidades.

Com base nesse cenário, o Brasil deu início, em novembro de 2000, ao projeto *Hydrogen Fuel Cell Buses for Urban Transportation in Brazil*, financiado pelo Global Energy Facility (GEF) e pelo governo brasileiro (FINEP) para executar, juntamente com indústrias brasileiras, um projeto de demonstração para avaliação do desempenho de ônibus a células a combustível a hidrogênio (2 x 75 kW, armazenamento de 30,8 kg de H₂), incluindo a infraestrutura de operação. Nesse sentido, foram construídos e operados três ônibus ao longo do período do projeto. O projeto, encerrado em 2017, foi considerado bem-sucedido sob o aspecto operacional e, adicionalmente, criou as bases para o desenvolvimento, produção e operação de ônibus a célula a combustível no Brasil. Os resultados forneceram os elementos para a ampliação do projeto para uma escala comercial (PANIK *et al.*, 2017).

Foi desenvolvido na UFRJ outro projeto que resultou na construção e operação de um ônibus híbrido bateria/célula a combustível, com possibilidade de carregamento do banco de baterias a partir da rede, da célula a combustível e de um sistema de regeneração da energia de frenagem. Como

mencionado anteriormente, a primeira versão desse veículo foi concluída em 2010, uma segunda foi apresentada em 2012 na Conferência Rio+20 e a terceira versão foi demonstrada nos Jogos Olímpicos de 2016, no Rio de Janeiro, em condições pré-comerciais (MIRANDA *et al.*, 2017).

Entre os projetos em desenvolvimento, podem ser citados aqueles que envolvem a adição de hidrogênio, na forma de mistura com os combustíveis atuais, nos motores de combustão interna ou a geração a bordo do hidrogênio a partir da reforma do etanol. No ano de 2019, a Unicamp e a Nissan assinaram também um contrato de prestação de serviço visando a um estudo sobre uso de bioetanol como uma opção para a mobilidade elétrica. A fabricante japonesa financiou o projeto com a intenção de desenvolver um protótipo de veículo com célula de combustível de óxido sólido (SOFC) que funciona com energia gerada por etanol, sem combustão, no Laboratório de Genômica e BioEnergia da Unicamp (SUGIMOTO, 2019).

Existe, portanto, a base para o desenvolvimento de uma indústria nacional de ônibus a células a combustível a hidrogênio. O consumo médio de um ônibus urbano de 12 metros, 29 passageiros sentados, piso baixo e velocidade máxima de 85 km/h varia na faixa de 7 a 10 kg H₂/100 km. Em geral, os ônibus urbanos nas grandes cidades brasileiras fazem percursos diários inferiores a 300 km. A operação de uma frota desse tipo de ônibus exigiria uma estação de abastecimento centralizada nas garagens das concessionárias e toda a infraestrutura de produção e armazenamento local de hidrogênio.

De uma forma geral, as barreiras que podem ser identificadas para a disseminação do uso do hidrogênio na mobilidade de veículos (automóveis, ônibus, caminhões) com emprego de células a combustível seriam o custo atual do sistema completo de propulsão e a existência de uma rede de abastecimento de hidrogênio.

Nesse sentido, embora a possibilidade de utilização de células a combustível a hidrogênio em embarcações seja mencionada com frequência em notícias de sites especializados em mobilidade elétrica, as iniciativas ainda são limitadas, principalmente em função do consumo de H₂ nos trajetos longos (AMELANG, 2020). Existe, contudo, interesse em projetos relacionados a suprimento de energia para sistemas de controle e posicionamento de embarcações utilizadas em serviços de apoio e portuários, em sistemas de suprimento de energia durante a permanência das embarcações nas docas e em balsas (turismo e carga) (RIVAROLO; RATAZZI; LAMBERTI; MAGISTRI, 2020). No setor da aviação, as iniciativas para emprego de células a combustível ainda são tímidas em função das dificuldades relacionadas a peso e segurança operacional (SCHNEIDER, 2019).

Por outro lado, uma aplicação que rapidamente ganhou espaço, principalmente em função da necessidade de eliminar as emissões em recintos fechados ou de reduzir o tempo de inatividade, foi a substituição tanto das empilhadeiras com combustíveis fósseis como daquelas com emprego de baterias por empilhadeiras utilizando células a combustível a H_2 (STAFFELL *et al.*, 2019). Outras aplicações, como tratores agrícolas e veículos de pequeno porte para uso interno ou externo, ainda requerem avaliação econômica.

No segmento automotivo, o Programa Rota 2030, criado a partir da Lei Federal nº 13.755/2018, é uma iniciativa que pretende estimular o desenvolvimento na indústria nacional, por meio da redução de impostos e outros benefícios para projetos de P&D do setor. Nesse sentido, o programa estabelece a criação de políticas públicas para o desenvolvimento do setor automotivo nacional por meio da interação efetiva da academia, empresas e Governo. Por meio do fomento a projetos de todos os Níveis de Maturidade Tecnológica (TRL 1 a 9), o programa estimula propostas dentro de uma das suas linhas (Linha V) de produção de novas tecnologias relacionadas a biocombustíveis, segurança veicular e propulsão alternativa à combustão.

Nesse âmbito, a grande oportunidade de inserção do H_2 no mercado de automóveis tem sido promovida através do Eixo de Biocombustíveis. O programa incentiva projetos que pretendem desenvolver Veículos Elétricos de Célula a Combustível (VECC), com propulsão elétrica dedicada, cuja fonte energética provém de células a combustível, principalmente do H_2 , ou de combustíveis líquidos, quando há reformadores. Nestes veículos, semelhantes aos convencionais, a eletricidade alimenta o motor elétrico do veículo que vem do hidrogênio. Nessa linha, existem diversas configurações para fornecer e armazenar o hidrogênio – inclusive a partir de fontes renováveis (como, por exemplo, o etanol).

O Programa Rota 2030 aprovou e financia atualmente três projetos no eixo biocombustíveis. O primeiro estuda a tecnologia *dual-fuel* em motores de ignição por compressão utilizando diesel renovável (HVO/Farnesano) com etanol, hidrogênio ou biogás. O objetivo é aumentar a eficiência de conversão de combustível, reduzir as emissões de poluentes e desenvolver tecnologia para aplicação em motores da empresa FPT Industrial.

O segundo projeto, por sua vez, trata de um estudo de eficiência energética em motores *flex* com enriquecimento de hidrogênio obtido por reforma catalítica embarcada. O objetivo é desenvolver um catalisador monolítico para a reforma do etanol ou da gasolina para a produção de hidrogênio, simulação numérica em *softwares* de simulação de motores e a realização de ensaios em bancada dinamométrica em um motor monocilíndrico de pesquisa, para

avaliação de desempenho e emissão de poluentes. O projeto, em parceria com a AVL South América e a Sabó Indústria e Comércio de Autopeças, envolve diversas universidades, como a Fundação Educacional Inaciana (FEI), a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), o Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e a Universidade Federal de São Carlos (UFSCar).

O terceiro projeto, intitulado “Aumentando a eficiência da propulsão veicular por meio de hidrogênio gerado a bordo: do desenvolvimento de reformadores aos testes em sistemas de propulsão”, se propõe a desenvolver uma bancada de testes para avaliar a eficiência de catalisadores para geração a bordo de hidrogênio por reforma a vapor utilizando etanol hidratado comercial. Nesse caso, o hidrogênio seria reinjetado na câmara de combustão para auxiliar a combustão do combustível, reduzindo o consumo de combustível e, conseqüentemente, a emissão de gases de exaustão. O projeto é desenvolvido pela PUC-Rio e o IPEN em parceria com as empresas Ipiranga Produtos de Petróleo S.A., Mercedes-Benz do Brasil Ltda., Stellantis, Umicore e Robert Bosch Ltda.

As motivações ambientais e econômicas levam a indústria automobilística a vislumbrar os carros elétricos movidos ou enriquecidos com H₂ como uma das soluções promissoras em um futuro relativamente próximo. O Programa Rota 2030 pretende, portanto, auxiliar o Brasil a superar as barreiras tecnológicas e de viabilidade comercial. Com essa visão de cenários futuros, o programa constitui-se como uma estratégia interessante para fazer o setor alcançar sucesso, criar novas competências e formar recursos humanos para a indústria nacional, possibilitando a participação brasileira no desenvolvimento dos processos globais.

5.5.9 Setor Energético

As principais aplicações referem-se à possibilidade de produção do hidrogênio a partir de fontes renováveis. Entretanto, na medida em que aumenta a inserção das fontes renováveis intermitentes nos sistemas de geração de energia elétrica, a produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água pode atuar promovendo a estabilidade no balanço entre produção e consumo, por meio da produção e armazenamento do hidrogênio. O hidrogênio pode ainda desempenhar outros papéis no setor energético, seja na forma de combustível em mistura com o gás natural para emprego em turbinas a gás (*Power-to-Power*), na produção de metano sintético e na injeção direta em motores de combustão (*Power-to-Gas*), seja na produção de biocombustíveis na mobilidade elétrica (*Power-to-Fuel*).

No Brasil existem projetos precursores do uso energético do hidrogênio em Itaipu, AES Tietê, Furnas e Energy Assets do Brasil Ltda. Em Itaipu (Parque Tecnológico Itaipu), a planta de produção de hidrogênio inaugurada em 2014 visa ao aproveitamento da energia secundária ou da energia vertida na Usina para produção de hidrogênio por eletrólise. Além da geração de cerca de 70kg de hidrogênio entre março e outubro de 2015, a planta possui uma célula a combustível de 6kW, suficiente para garantir eletricidade para até 285 luminárias de 70W. A planta possui operação simples e automatizada, com o objetivo de avançar para a escala real e reproduzir o uso da tecnologia em outras concessionárias (ABRAPCH, 2016).

O projeto da AES Tietê, desenvolvido no âmbito do programa de P&D ANEEL, busca o desenvolvimento de conversores para utilização de misturas hidrogênio/diesel em grupos geradores (AES BRASIL, 2020). Por sua vez, o projeto de Furnas de planta de geração de hidrogênio verde na usina hidrelétrica (UHE) de Itumbiara, em Goiás, como citado, tem como objetivo ampliar a capacidade de armazenamento do sistema integrado nacional (SIN) pela sinergia entre a geração de hidrogênio por eletrólise e a geração fotovoltaica (FURNAS, 2021b).

O projeto da Energy Assets do Brasil, executado pela PUC-Rio e também realizado no Programa de P&D ANEEL, refere-se a um sistema autônomo de geração de energia elétrica a partir da reforma do etanol para obtenção de hidrogênio, armazenamento e posterior conversão em energia elétrica em célula a combustível (SILVA *et al.*, 2019).

Nessa mesma linha, pesquisadores da PUC-Rio com a Energy Assets do Brasil vêm desenvolvendo desde 2015, com financiamento oriundo da cláusula de P&D da ANEEL, trabalhos sobre sistemas de geração distribuída. Um primeiro trabalho lida com o desenvolvimento de um simulador capaz de avaliar, do ponto de vista energético e econômico, um sistema híbrido de geração de energia elétrica e calor, incluindo cogeração, para consumidores isolados, composto por um reformador e uma célula a combustível do tipo PEMFC abastecido por etanol e painéis fotovoltaicos, sob diferentes cargas, com a possibilidade de armazenamento de hidrogênio e de eletricidade em bateria, com validação experimental (SILVA, 2017; RODRIGUES, 2018; VIEIRA, 2021).

Similarmente, o segundo trabalho consiste no desenvolvimento de um simulador capaz de avaliar tecnicamente (do ponto de vista energético e exergético), ambientalmente e economicamente um sistema híbrido de geração de energia elétrica e calor, incluindo cogeração, conectado à rede, composto por célula a combustível (do tipo PEMFC ou SOFC) e abastecido por gás

natural e/ou biogás, painéis fotovoltaicos e banco de baterias, sob diferentes cargas, com validação experimental (GABRIEL, 2022a; GABRIEL, 2022b). Os dois projetos mostraram a viabilidade técnica e o benefício ambiental dos sistemas, porém a economicidade continua dependente da redução dos custos dos equipamentos.

Os projetos acima mencionados e relacionados ao uso energético do hidrogênio destacam oportunidades para ampliação do mesmo, mas simultaneamente revelam a necessidade de construção de um esboço regulatório e de eliminação de barreiras relacionadas ao armazenamento e transporte, além das questões relacionadas aos custos.

6

Avaliação georreferenciada do potencial de produção de hidrogênio

*João Azevedo
Rodrigo Campello
Adely Branquinho
Allyson Thomas
Ana Carolina Chaves
Caroline Chantre
Eduardo T. Serra
Florian Pradelle
José Vinícius
Luana Bezerra
Mauricio Moszkowicz
Renata Nohra
Sayonara Eliziário
Sergio Leal Braga
Vinícius Botelho*

A produção de hidrogênio depende de diversas variáveis que são relacionadas à sua geolocalização. Para contabilizar essas diferenças em uma análise técnica, econômica e ambiental, é preciso considerar essas distintas características para cada coordenada no mapa. Uma das ferramentas que pode ser utilizada para a avaliação georreferenciada do potencial de produção do hidrogênio é o Sistema de Informação Geográfica (*Geographic Information System – GIS*).

O GIS é uma ferramenta projetada para capturar, armazenar, verificar, manipular, integrar e apresentar todos os tipos de dados geográficos. Combinado a *softwares*, ferramentas geoespaciais e métodos de coleta de dados, é possível realizar análises espaciais, gerenciar grandes bases de dados e exibir informações em mapas e *dashboards* (BOLSTAD, 2019).

A partir do uso do GIS, a plataforma de simulação de hidrogênio proposta é capaz de estimar o potencial de produção de hidrogênio, segundo diferentes tecnologias e fontes de energia para qualquer local mapeado. Além disso,

a plataforma permite visualizar a distribuição espacial de dados já existentes como: campos e redes de distribuição de gás natural, usinas solares, eólicas e de biomassa, postos de abastecimento de hidrogênio, indústrias de produção de hidrogênio, consumo e preço da energia elétrica, disponibilidade de água, acesso a estradas, redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, entre outros.

Dessa forma, os dados e informações disponíveis pela plataforma contribuem para um melhor desenvolvimento e estruturação da estratégia nacional de hidrogênio, assim como na tomada de decisões de investimento mais assertivas, de acordo com as diferentes localizações geográficas do território brasileiro.

6.1 Experiências nacional e internacional

Esta seção tem como objetivo apresentar os resultados do levantamento das experiências nacionais e internacionais relacionadas à análise georreferenciada da produção de hidrogênio. Os resultados dos mapas obtidos variam entre potencial de produção, custo de produção e avaliação de locais potenciais para produção de hidrogênio.

6.1.1 Artigos científicos

Com o intuito de apresentar as experiências nacionais e internacionais, buscou-se na literatura trabalhos que procuraram representar o potencial de hidrogênio através de mapas georreferenciados. A Tabela 6.1 apresenta os resultados desse levantamento, com as respectivas tecnologias de produção de hidrogênio abordadas e fonte de energia utilizada para a geração dos mapas, além dos tipos de mapas resultantes apresentados.

Vale ressaltar que muitos desses trabalhos buscam gerar os mapas como um processo inicial de análise de otimização. A tese de doutorado de Dagdougui (2011) foi pioneira na geração de mapas georreferenciados do potencial de produção de hidrogênio na Ligúria, Itália. Já Sigal *et al.* (2014) geraram mapas do potencial de produção de hidrogênio por eletrólise, na Argentina, a partir de energias renováveis (solar, eólica e biomassa). Em outro trabalho, os autores analisaram a viabilidade econômica da distribuição e produção de hidrogênio a partir de energia eólica, visando à adição de 20% em volume de H₂ em CNG (*Compressed Natural Gas*) na Argentina (SIGAL *et al.*, 2015).

Tabela 6.1 - Trabalhos encontrados na literatura que geram mapas georreferenciados ligados a hidrogênio.

Referência	País/Região	Tecnologias de produção	Fonte de energia	Indicadores mapeados
Herwartz <i>et al.</i> (2021)	Berlim, Alemanha	Eletrólise (PEM)	Eólica	Custo de produção
Connelly <i>et al.</i> (2020)	EUA	Eletrólise e gaseificação de carvão e biomassa e SMR com e sem CCS	Nuclear, eólico, solar, biomassa, hidráulica e geotérmica	Potencial de produção e locais potenciais
Messoaooudi <i>et al.</i> (2020)	Argélia	Eletrólise (PEM)	Solar	Potencial de produção e locais potenciais
Nielsen & Skov (2019)	Dinamarca	Eletrólise (AWE e SOEC)	Rede elétrica	Locais potenciais para plantas P2G
Nematollahi <i>et al.</i> (2019)	Irã	Eletrólise	Solar e eólica	Potencial de produção
Feitz <i>et al.</i> (2019)	Austrália	Eletrólise e gaseificação de carvão ou SMR com CCS	Solar, eólica e hidráulica	Potencial de produção e locais potenciais
Touili <i>et al.</i> (2018)	Marrocos	Eletrólise (PEM)	Solar	Potencial de produção
Ashrafi <i>et al.</i> (2018)	Irã	Eletrólise (AWE)	Eólica	Potencial de produção com diferentes turbinas
Rahmouni <i>et al.</i> (2016)	Argélia	Eletrólise (PEM)	Solar e eólica	Potencial de produção e prospecção de demanda
Esteves <i>et al.</i> (2015)	Ceará, Brasil	Eletrólise	Solar e eólica	Potencial de produção de hidrogênio e amônia
Sigal <i>et al.</i> (2014)	Argentina	Eletrólise	Solar, eólica e biomassa	Potencial de produção
Dagdougui (2011)	Liguria, Itália	Eletrólise (PEM)	Solar e eólica	Potencial de produção e armazenamento

Fonte: Elaboração pelos autores.

Esteves *et al.* (2015) também realizaram uma análise do potencial de produção de hidrogênio através de energia solar e eólica, porém com o objetivo final para produção de amônia, visando sintetizar fertilizantes no estado do Ceará – Brasil. Os trabalhos de Rahmouni *et al.* e Messaoudi *et al.* (2019a; 2019b) buscaram analisar o potencial de produção de hidrogênio através de energias renováveis e prospectar a demanda de hidrogênio, na Argélia (Rahmouni *et al.*, 2016; Rahmouni *et al.*, 2017).

No Irã, Ashrafi *et al.* (2018) e Nematollahi *et al.* (2019) investigaram o uso de energia eólica e/ou solar para a produção de hidrogênio no país. Touili *et al.* (2018) realizaram avaliação técnica e econômica da produção de hidrogênio com energia solar através de mapas georreferenciados, no Marrocos. Nielsen e Skov (2019) desenvolveram um modelo espacial utilizando uma ferramenta GIS para investigar os locais potenciais para implantação de plantas PtG (*Power-to-Gas*) para produção de metano (CH₄) através da metanação do dióxido de carbono (CO₂), na Dinamarca. Herwartz *et al.* (2021) avaliaram o potencial de produção de hidrogênio por energia eólica nas regiões de Berlim e Brandemburgo, na Alemanha, para abastecimento de um trem a célula a combustível. Em conjunto com um modelo de custos, os autores inovam com mapas do custo de produção de hidrogênio.

Na literatura, encontram-se também diversos trabalhos que, apesar de não buscarem gerar mapas georreferenciados do potencial de produção de hidrogênio e derivados, utilizam a otimização para cadeia de hidrogênio e outras técnicas aliadas à análise georreferenciada. Por exemplo, Ball *et al.* (2007) desenvolveram o *MOREHyS* (Modelo para Otimização do Abastecimento Regional de Hidrogênio), uma abordagem que propõe uma integração de aspectos geográficos pelo método embasado em GIS na Alemanha para construir e implementar uma infraestrutura inicial de fornecimento de hidrogênio, bem como possíveis compensações entre a produção de hidrogênio e a geração de eletricidade.

No trabalho de Johnson *et al.* (2008), foi utilizado o ArcGis® para modelar a implantação de infraestrutura de transporte de hidrogênio cinza usando CCS no estado de Ohio, nos Estados Unidos. Baufumé *et al.* (2013) investigaram a estrutura de uma rede de potenciais dutos para transmissão e distribuição de hidrogênio em diferentes cenários para produção e demanda de hidrogênio na Alemanha. Já no trabalho de Almaraz *et al.* (2014), foi desenvolvido um método para otimizar a cadeia de suprimento de hidrogênio na região de Midi-Pyrénées, na França.

O estudo de Lahnaoui *et al.* (2021) utiliza técnicas de otimização para implementar uma infraestrutura de transporte ideal georreferenciada para

quatro cenários de casos-base na França e na Alemanha, que diferem pela distribuição da produção com base no potencial de energia eólica e nas capacidades de demanda para o setor de mobilidade em diferentes metas de alcance para 2030 e 2050. Lin *et al.* (2020) desenvolveram um modelo matemático para otimização dos melhores locais para construção de postos de abastecimento de hidrogênio. Zhang *et al.* (2020) realizaram um estudo para localizar os locais ótimos para instalar plantas de produção de hidrogênio com energia solar em áreas rurais sem acesso à rede de energia elétrica no Irã. Nos estudos de Messaoudi *et al.* (2019a; 2019b), foi estabelecida uma metodologia baseada em GIS com técnica AHP (Processo Hierárquico Analítico - *Analytical Hierarchy Process*, em inglês) para selecionar os locais mais viáveis para implantação de estações de abastecimento de hidrogênio produzido através de energia eólica.

A partir da análise do levantamento bibliográfico, percebe-se a realização de iniciativas bem-sucedidas para a estimativa do potencial de produção de hidrogênio em alguns países (10 no total). No entanto, destaca-se a existência de uma carência de levantamento dessas informações para a maioria dos países do mundo, mesmo em países com *roadmaps* ou políticas públicas em grau de maturidade mais avançada. Se for considerar parâmetros, como custo de produção, potencial de armazenamento, geração de amônia verde ou mapeamento do mercado de potencial consumidores, os estudos são mais escassos ainda.

Dessa forma, conclui-se que ainda há grandes oportunidades para explorar a avaliação georreferenciada do mercado de hidrogênio, trazendo melhores perspectivas do potencial crescimento desse mercado nas mais diversas localidades. Nesse contexto, o projeto da origem deste livro contribui de maneira original tanto pela abrangência dos parâmetros estudados (técnicos, econômico-financeiros e ambientais) quanto pela abrangência do escopo nacional (a única referência prévia está focando exclusivamente no estado do Ceará), na geração de conhecimento na escala local através de mapas, conforme descrito na seção 6.2.

6.1.2 Plataformas

A plataforma AusH2 hospeda o Hydrogen Mapper e tem como objetivo atrair investimentos na indústria de hidrogênio limpo da Austrália, fornecendo ferramentas de análise geoespacial *on-line* gratuitas e de alta qualidade e de dados para mapear e compreender o potencial de hidrogênio da Austrália (Figura 6.1).

A plataforma fornece, adicionalmente, informações geoespaciais sobre projetos de produção de hidrogênio em operação e em desenvolvimento e acesso aos principais conjuntos de dados em escala nacional, como a localização da infraestrutura e mapas de recursos de energia renovável para ajudar os formuladores de políticas e potenciais investidores a compreender o potencial de produção de hidrogênio em diferentes partes da Austrália (COAG, 2021).



Figura 6.1 - Exemplo de mapa gerado pela plataforma Aush2.

Fonte: <https://portal.ga.gov.au/persona/hydrogen> por Geoscience Australia que é propriedade da ©Commonwealth of Australia e é fornecido sob uma Licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional Licence e está sujeito à isenção de garantias na seção 5 dessa licença.

Nos Estados Unidos, a plataforma *on-line* HyDRA (Hydrogen Demand and Resource Analysis) tinha como objetivo permitir que analistas, tomadores de decisão e usuários em geral visualizassem, baixassem e analisassem a demanda de hidrogênio, recursos e dados de infraestrutura. A HyDRA foi descontinuada, porém seus dados continuam disponíveis para *download* e abertura em algum *software* de GIS. No total, são mais de 100 conjuntos de dados, incluindo custo e disponibilidade de recursos, potencial de produção de hidrogênio, custo de produção de hidrogênio, consumo de recursos, demanda de hidrogênio, infraestrutura e resultados da integração com outros modelos de hidrogênio.

No Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza uma aplicação para ajudar a conhecer melhor o mapa da energia do Brasil. O WEBMAP EPE, mostrado na Figura 6.2 permite realizar consultas, *download* de bancos

de dados, medições de áreas e distâncias e adicionar seus próprios dados. O WEBMAP EPE apresenta oito grupos de camadas geográficas nessa nova versão: Sistema Elétrico Planejado; Sistema Elétrico Existente; Biocombustíveis; Infraestrutura de Combustíveis Líquidos; Infraestrutura de Gás Natural; Exploração e Produção de Petróleo e Gás; Meio Ambiente; e, Estudos da EPE e Recursos Energéticos.

Nesses grupos, é possível localizar, no território nacional, UHE, PCH, CGH, termelétricas, parques eólicos, usinas fotovoltaicas, linhas e subestações de transmissão, campos de petróleo e gás, unidades de biocombustíveis e infraestruturas de gás natural e de combustíveis líquidos, recursos energéticos, entre outras geoinformações. Além disso, o usuário pode relacionar as informações do setor energético com temas transversais de meio ambiente, especialmente em relação a áreas protegidas, constituídas por unidades de conservação, terras indígenas ou quilombolas.

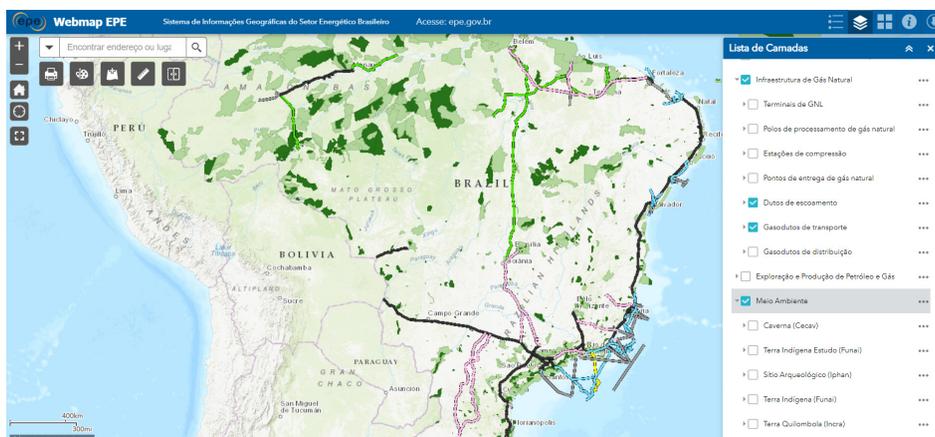


Figura 6.2 - Exemplo de mapa gerado pela plataforma WEBMAP EPE.

Fonte: EPE, 2022e.

6.2 Plataforma H2

No âmbito do projeto de P&D “Desenvolvimento de plataforma de análise de solução em hidrogênio”, financiado pela Energy Assets do Brasil, está sendo desenvolvida uma plataforma de simulação da economia do hidrogênio no Brasil. A Plataforma H2, como é denominada, tem como objetivo central permitir que usuários visualizem, baixem e analisem a produção de hidrogênio, recursos e dados de infraestrutura espacialmente e dinamicamente. Nesse contexto, a plataforma de simulação pretende permitir o estudo técnico, econômico-financeiro e ambiental do ciclo de produção do H₂ no Brasil, envolvendo desde a geração da energia necessária aos sistemas de produção de H₂, até a entrega do produto ao usuário final por vias terrestres.

A Plataforma H2 proposta por este trabalho utilizará a combinação de dois *softwares* – Matlab e ArcGis – para ser desenvolvida, tendo como objetivo a análise georreferenciada para o mercado de hidrogênio no Brasil. O *software* ArcGis® (desenvolvido pela ESRI, *Environmental Systems Research Institute*) é um sistema de informação geográfica usado para organizar, analisar e mapear dados espaciais (HARDER, 2015). O ArcGis oferece uma plataforma facilitada para desenvolvimento de aplicativos Web GIS para publicação (FU, 2018). Já o *software* MATLAB (desenvolvido pela MathWorks) possui um pacote chamado de *Mapping Toolbox™* que fornece algoritmos e funções para transformar dados geográficos e criar exibições de mapas. A caixa de ferramentas permite processar e personalizar dados usando recorte, interpolação, reamostragem, transformações de coordenadas, entre outras técnicas (THE MATHWORKS INC., 2021).

Os dados podem ser combinados com camadas de mapas base de várias fontes em uma única exibição de mapa, seguindo dinâmica de operação similar à ferramenta Webmap da EPE. Com a união desses *softwares*, será possível implementar uma plataforma *web* que integra tanto a visualização de dados já existentes quanto a visualização dos gerados pelas simulações, no formato de mapas georreferenciados, em particular do potencial de produção de hidrogênio por energias renováveis e derivados.

Dessa forma, o usuário poderá utilizar a plataforma de simulação através de dois ambientes interativos:

- i. Visualização do potencial de produção de hidrogênio a partir da eletrólise com energia renovável, complementada por mapas existentes coletados na literatura. A Figura 6.3 apresenta os tipos de camadas de informação a serem apresentadas ao usuário da plataforma. Esse ambiente permite ao usuário da plataforma localizar preliminarmente todos os subsistemas que vão integrar o empreendimento. Entre outros elementos, os tipos de subsistemas incluem:

- instalações de geração de eletricidade;
- produção/compra de energia;
- sistema de transmissão e conexões em subestações;
- instalações de produção de hidrogênio;
- facilidades de armazenamento e transporte;
- áreas com restrições.

Dessa forma, o usuário terá a possibilidade de prospectar os locais mais apropriados para implantação de empreendimentos de hidrogênio, a partir da análise dos mapas.

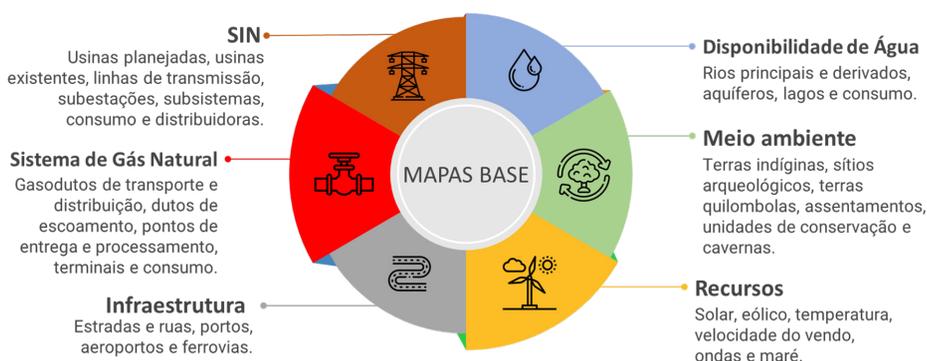


Figura 6.3 – Mapas base que são importados para a plataforma.

Fonte: Elaboração própria

- ii. Simulação de casos específicos de produção de hidrogênio, gerando resultados técnicos, econômico-financeiros e ambientais através de um modelo construído.

A arquitetura da plataforma foi concebida de forma modular, através de quatro blocos construtivos (Energia Elétrica, Produção, Armazenamento e Transporte de Hidrogênio, e Financiamento) e um bloco de integração. A Figura 6.4 apresenta uma representação do simulador construído.

O **bloco de energia** representa a modelagem das fontes de energia elétrica que alimentam a Ilha de Hidrogênio. Essa, por sua vez, é constituída pelos **blocos de produção e armazenamento**, pois representa o local onde o hidrogênio é produzido. O **bloco de transporte** é conectado com os blocos de produção e armazenamento, pois o hidrogênio pode ser diretamente transportado ou armazenado para ser transportado posteriormente. Já a modelagem do fluxo de financiamento do empreendimento é realizada em

um bloco separado chamado **bloco de financiamento**. Por fim, o **bloco de integração** procura reunir as informações e fluxos de todos os blocos em apenas um local.

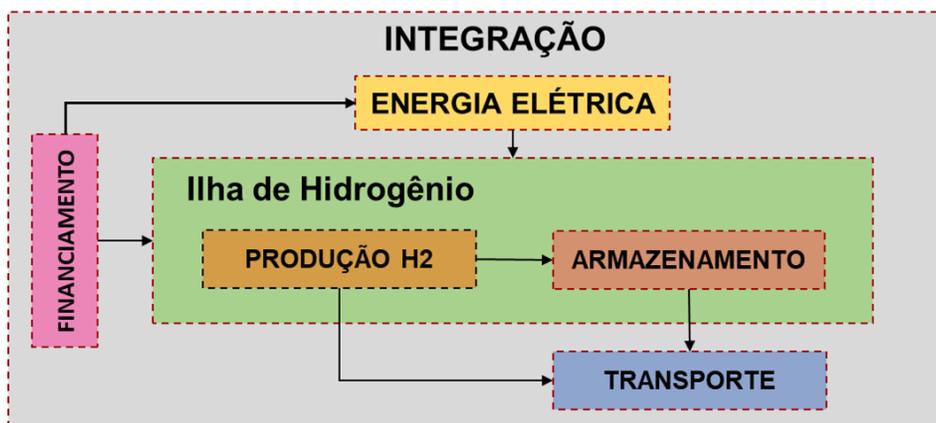


Figura 6.4 - Arquitetura dos blocos do simulador da plataforma.

Fonte: Elaboração própria.

Em resumo, os **blocos construtivos** constituem toda a cadeia de hidrogênio, reunindo as variáveis e equacionamentos necessários para a modelagem, enquanto o **bloco de integração** reúne as informações dos blocos construtivos e verifica, inicialmente, a consistência técnica da solução planejada, fornecendo indicadores econômico-financeiros e ambientais sobre cada caso analisado.

Para a construção de cada bloco, foi realizado um amplo levantamento de dados técnicos, econômico-financeiros e ambientais necessários para definir parâmetros de referência. No entanto, a plataforma também permite a entrada de dados pelo usuário, de forma a elaborar cenários a serem simulados. Essa concepção modular permite maior escalabilidade e versatilidade à plataforma, com a revisão e inclusão de blocos específicos, em função de novas tecnologias de produção de energia elétrica ou de produção, armazenagem ou transporte de hidrogênio, bem como de modelos de negócios.

6.2.1 Bloco de geração de energia elétrica

O bloco de energia é formado por sub-blocos que caracterizam as possibilidades de geração de energia elétrica: (i) tecnologias de produção de energia elétrica renovável; e, (ii) contratos firmados. Estes sub-blocos apresentam as seguintes opções de entrada:

- i. Sub-blocos relativos à tecnologia de produção local** (a ser definido pelo usuário):
 - Solar
 - Eólica
- ii. Sub-blocos relativos à contratação da energia elétrica:**
 - Autoprodução, por meio das fontes eólica e/ou solar, que poderá ser local, isto é, no sítio de produção do Hidrogênio, ou remota, a ser interligada pelo SIN (Sistema Interligado Nacional).
 - Compra de energia no mercado livre (ACL) com I-REC.

A Figura 6.5 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.

Para efeito de simulação da planta de autoprodução remota ou local, a potência da planta de geração é definida, inicialmente, de acordo com a demanda do eletrolisador. Como observado no fluxograma da Figura 6.5, a energia da planta de autoprodução pode ser advinda de fonte solar ou eólica. Dessa forma, para a obtenção da energia simulada, é disponibilizada uma lista de aerogeradores e painéis fotovoltaicos, de acordo com modelos comercializados atualmente no mercado, com seus respectivos dados técnicos.

A partir dos dados técnicos, é possível calcular a capacidade das plantas de geração. Nesses termos, a energia produzida ao longo do ano (kWh/ano) é calculada de acordo com o modelo de placa e turbina dos equipamentos utilizados e pela disponibilidade de recursos oferecidos no local.

Para o caso das plantas de energia solar, são utilizados os dados obtidos no Atlas Brasileiro de Energia Solar 2017 (PEREIRA *et al.*, 2017). A Figura 6.6 revela o mapa de potencial solar utilizado no simulador.

Para a energia eólica, a base de dados selecionada foi o Global Wind Atlas (GWA) que possibilita o cálculo do desempenho de uma turbina eólica, de acordo com a localização geográfica na qual se pretende construir o parque eólico. A versão atual do GWA (3.1) é o produto de uma parceria entre o Departamento de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca (DTU Wind Energy) e o Grupo Banco Mundial, composto pelo Banco Mundial e a Corporação Financeira Internacional (IFC). A base disponibiliza mapas do fator de capacidade de acordo com a classe de turbina eólica. Essa classificação é realizada através da norma técnica IEC 61400-1 (IEC, 2014). A Figura 6.7 revela o mapa do fator de capacidade para classe IEC I.

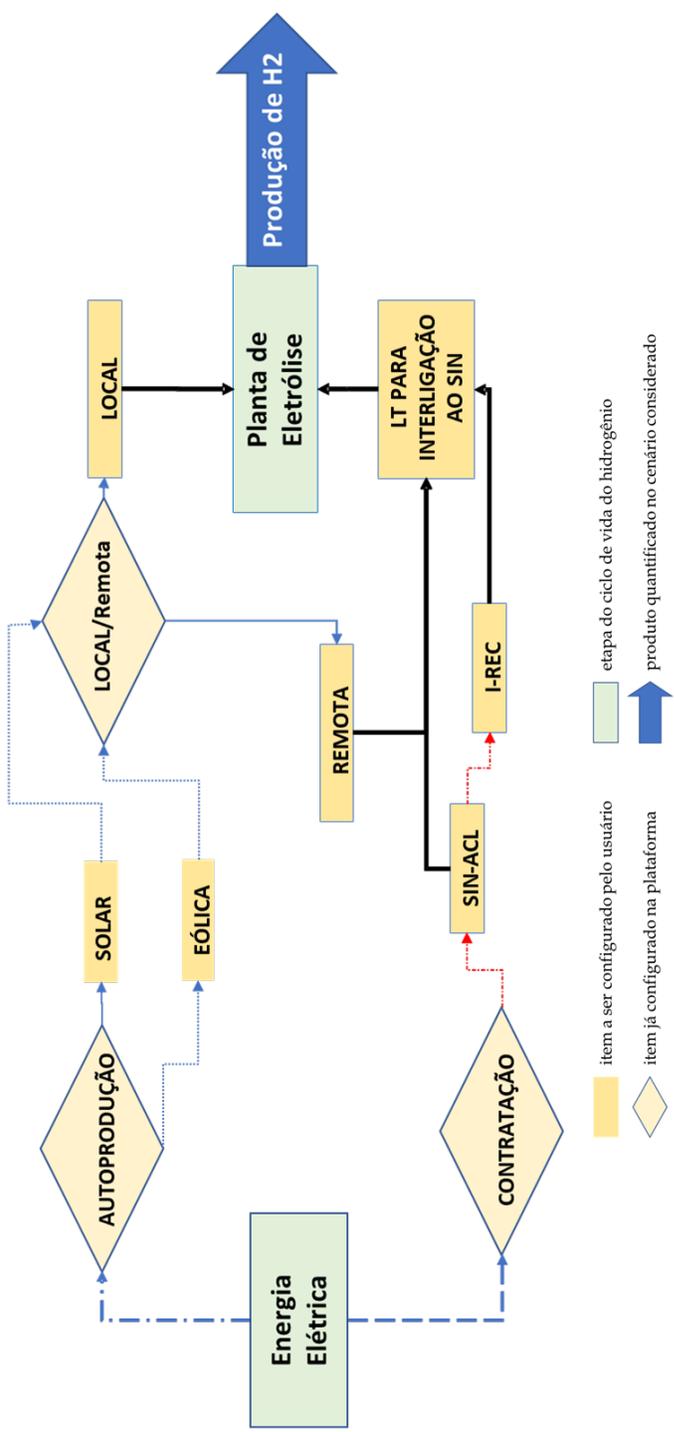


Figura 6.5 - Fluxograma representativo do bloco de energia do simulador.
 Fonte: Elaboração própria.

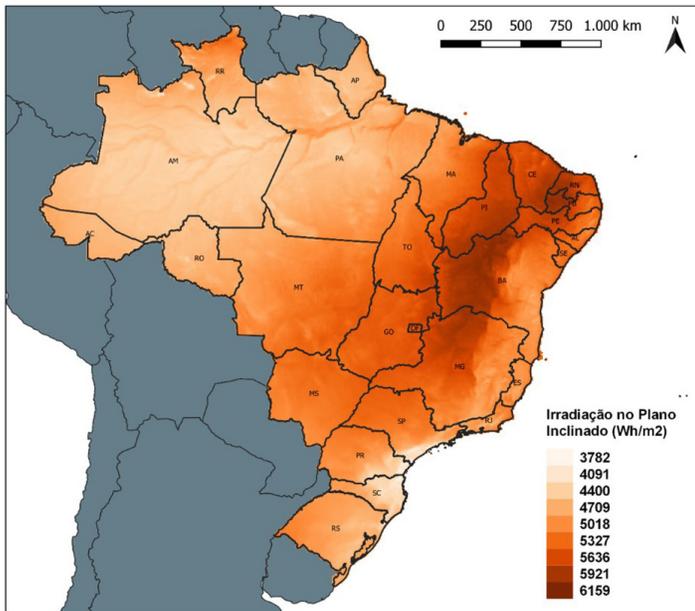


Figura 6.6 - Mapa da irradiação incidente no plano inclinado.

Fonte: Elaboração própria a partir de PEREIRA *et al.*, 2017.

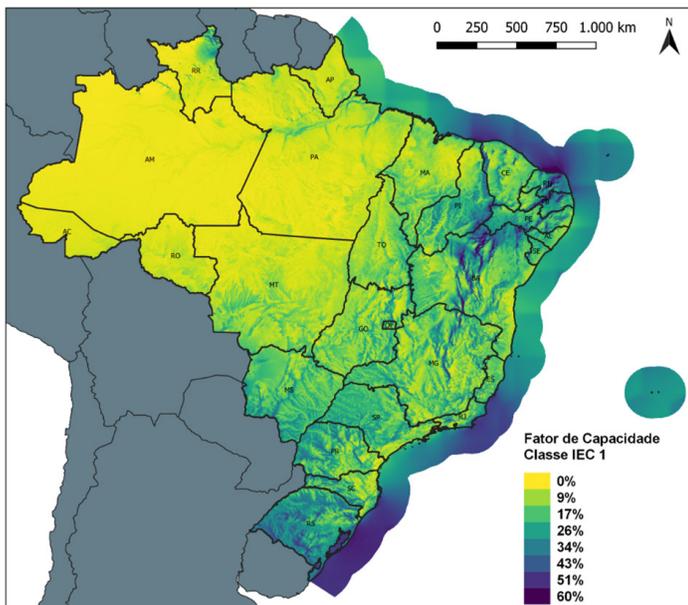


Figura 6.7 - Mapa do fator de capacidade para classe IEC I, incluindo parte costeira.

Fonte: Elaboração própria a partir da DTU DATA, 2020.

No caso de autoprodução, o LCOE (R\$/MWh) é calculado em função dos dados de CAPEX e OPEX da planta de geração proposta disponíveis em EPE (2021). Entre os custos de CAPEX, o mais expressivo é o custo de equipamentos e sistemas auxiliares, que corresponde aproximadamente a 70% do CAPEX tanto de projetos eólicos quanto de projetos fotovoltaicos. Já com relação aos custos de OPEX, o documento considera uma faixa de R\$40,00/MWh a R\$60,00/MWh nos leilões da fonte solar.

Para os casos de contratação de energia no ACL, os custos serão estabelecidos conforme contratos bilaterais a serem firmados com geradores independentes ou autoprodutores, que combinarão tarifas, prazos, reajustes e demais condições negociais, incluindo o custo do I-REC.

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 ACL. Os custos de CAPEX e OPEX parametrizados na plataforma são embasados no estudo da EPE denominado “Caderno de Preços da Geração”, em que foi utilizada a base de dados dos projetos cadastrados e habilitados nos leilões de 2010 a 2020 (EPE, 2021b).

A plataforma considerará, também, os custos de interligação ao SIN: a TUSD (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição), nos casos em que esses agentes estejam fisicamente conectados ao sistema de distribuição, ou a TUST (Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão), nos casos em que não estejam conectados diretamente à Rede Básica de Transmissão. Essas tarifas remuneram o serviço de disponibilização da infraestrutura de transporte da energia e arrecadam os encargos setoriais devidos pelos agentes de consumo. Sobre todos esses componentes incidem também impostos (PIS/Cofins e ICMS). Importante destacar que os dados de TUSD, TUST e impostos também foram georreferenciados.

6.2.2 Bloco de produção de H₂

Esta seção descreve a composição e a modelagem do bloco de produção de hidrogênio verde. Serão considerados eletrolisadores com as tecnologias Alcalina e PEM. O hidrogênio produzido pode ser armazenado localmente na forma comprimida, para ser posteriormente transportado por via terrestre.

O diagrama da Figura 6.8 representa o bloco de produção de hidrogênio. Com o suporte de dados bibliográficos (SPATH; MANN, 2004; REITER; LINDORFER, 2015; GHANDEHARIUN; KUMAR, 2016; BICER; DINCER, 2018; MEHMETI *et al.*, 2018; WULF *et al.*, 2018; WULF; ZAPP, 2018; HWANG *et al.*, 2020; SADEGHI *et al.*, 2020) foi possível estabelecer uma base para a modelagem

dos blocos de produção e armazenamento. Essa modelagem compreende o equacionamento dos processos para obtenção dos resultados esperados de produção, consumo e emissões do bloco.

O bloco relativo à produção de H₂ pode ser dividido em três elementos centrais:

- Eletrolisador do tipo PEM ou Alcalino;
- Sistema de alimentação e tratamento de água;
- Sistema de captação e tratamento de efluentes.

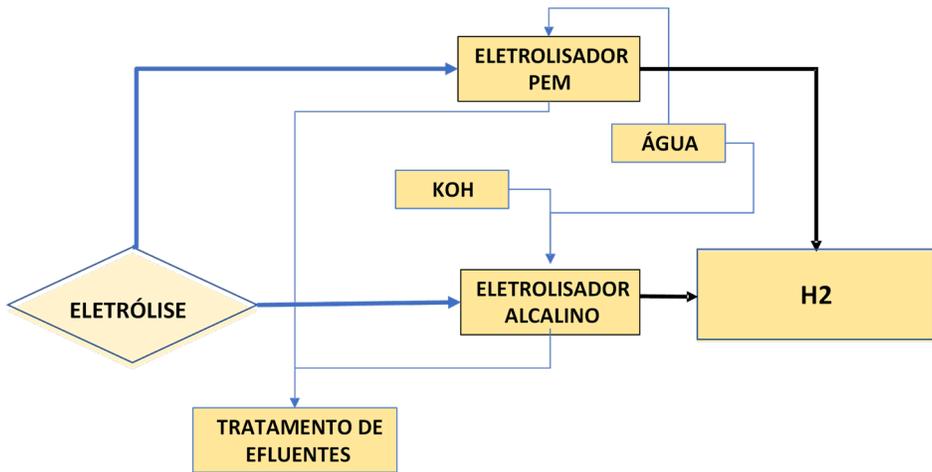


Figura 6.8 – Representação do bloco de produção de H₂.

Fonte: Elaboração própria.

O bloco de eletrólise é alimentado pelos dados de energia elétrica, obtidos no Bloco de Energia Elétrica apresentado na seção 6.2.1, e pelos dados relativos à água. As etapas da modelagem com suas respectivas referências são descritas a seguir:

- Para a obtenção da quantidade de H₂ produzida (t/ano), são utilizados dados técnicos de eletrolisadores já existentes e em comercialização, conforme indicado na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Dados técnicos de eletrolisadores comerciais.

Modelo	Fabricante	Tecnologia	Pressão de saída [bar]	Potência [kW]	Capacidade de produção [kg/h]	Consumo de energia [kWh/kgH ₂]	Capacidade específica [Nm ³ /h/kW]	Capacidade específica [kg/h/kW]	Consumo de água [L/kgH ₂]
HyLYZER® -4.000-30	Cummins	PEM	30	20000	330,8	51	0,2	0,01654	16,9
HyLYZER® -1.000-30	Cummins	PEM	30	5000	82,7	52	0,2	0,01654	16,9
HyLYZER® -500-30	Cummins	PEM	30	2500	41,4	61,7	0,2	0,01654	16,9
SILYZER 200	Siemens	PEM	35	1250	18,6	62	0,18	0,014886	12,1
SILYZER 300	Siemens	PEM	35	1250	18,6	62	0,18	0,014886	10
HySTAT® - 100	Cummins	ALK	10	500	8,3	57,5	0,2	0,01654	15
HyProvide - A90	Green Hydrogen	ALK	35	450	8,1	53,6	0,2	0,01654	10,9
Nel A3880	Nel Hydrogen	ALK	1-200	19400	320,9	53,2	0,2	0,01654	10,9
Nel M4000	Nel Hydrogen	PEM	30	20000	330,8	54,78	0,2	0,01654	10,9

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de Hydrogenics (2021); SCHNEIDER, 2019; IRENA, 2020d; Nel, 2022; Green Hydrogen, 2022.

ii. No que diz respeito ao CAPEX, foi realizada uma pesquisa bibliográfica para plantas de eletrólise, considerando o eletrolisador e os equipamentos auxiliares. Dessa forma, a Figura 6.9 apresenta os resultados da pesquisa de acordo com dados presentes na literatura (IRENA, 2018; WANG *et al.*, 2019; PROOST, 2019; NGUYEN *et al.*, 2019; GRIGORIEV *et al.*, 2020; BRISTOWE; SMALLBONE, 2021).

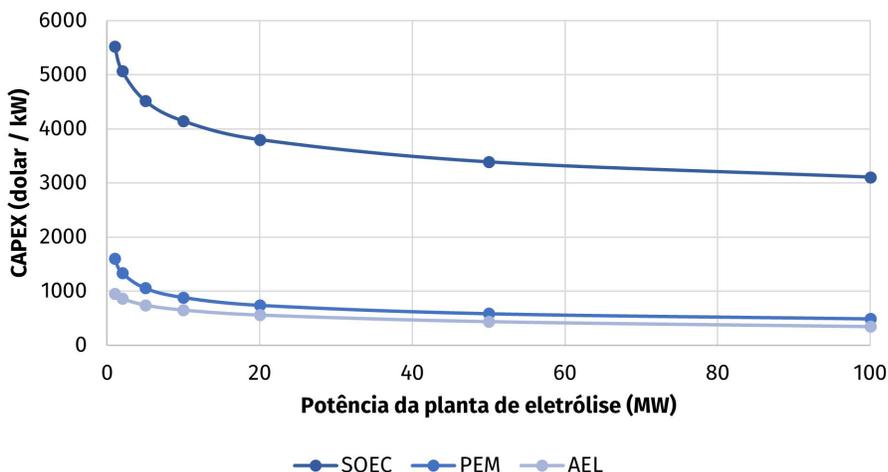


Figura 6.9 – Custo específico de acordo com potência da planta de eletrólise para três tecnologias.

Fonte: Elaboração própria a partir de IRENA, 2018; WANG *et al.*, 2019; PROOST, 2019; NGUYEN *et al.*, 2019; GRIGORIEV *et al.*, 2020; BRISTOWE; SMALLBONE, 2021.

iii. O OPEX é dividido em três parcelas: O&M (incluindo tratamento de efluentes), custo da água e custo da energia. De acordo com CORREAS *et al.* (2019), o custo de O&M equivale a 3% do CAPEX por ano. Para contabilização do custo de água, foi realizada uma pesquisa e mapeamento geográfico de preços praticados pelas distribuidoras de água do Brasil, de acordo com sua área de concessão. O preço utilizado no simulador é o da categoria industrial e sua distribuição é demonstrada na Figura 6.10.

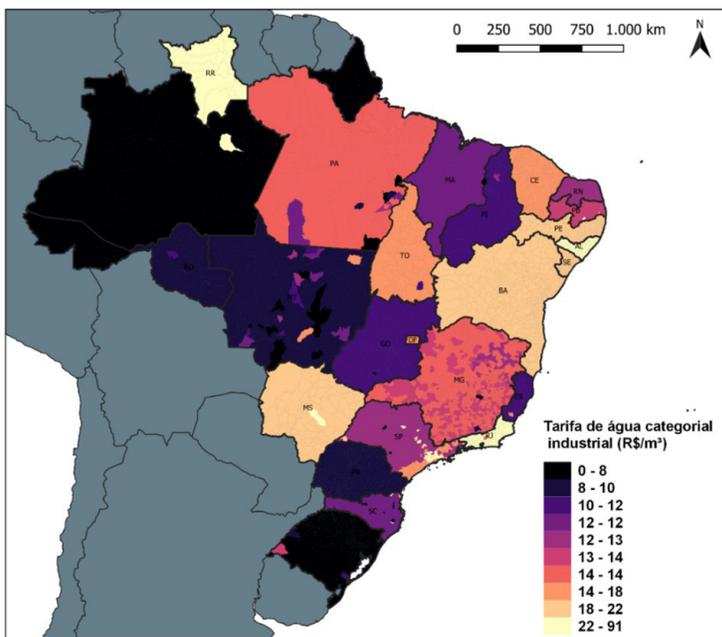


Figura 6.10 – Mapa da tarifa de água na categoria industrial.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de concessionárias de água captados em agosto de 2021.

Os mapas do potencial teórico de produção de hidrogênio a partir de eletrolise com energia solar e eólico *onshore* e *offshore* estão apresentadas nas Figuras 6.11 e 6.12, respectivamente. O consumo de energia para produção de hidrogênio utilizado corresponde à média dos eletrolisadores especificados, ou seja, 56,42 kWh/kg H₂.

A simulação foi realizada para toda a área do potencial solar com os dados do WorldClim 2.1 e usando a abordagem desenvolvida por Azevedo (2019). Assim, a eficiência é calculada através de diversas correlações de acordo com a localidade utilizando mapas de temperatura, velocidade do vento e radiação. Sem considerar qualquer forma de restrições, é observado que existe um grande potencial na integralidade da região Nordeste, com o potencial podendo atingir até 650 kg H₂ por km² e por ano, e em Goiás, no Distrito Federal, e no norte de Minas Gerais, com níveis de cerca de 600 kg H₂ por km² e por ano. O estado do Amapá, o oeste do Maranhão e do Tocantins, o sul do Mato Grosso do Sul, o este do Rio Grande do Sul e o norte de Roraima possuem ainda um potencial significativo (superior a 560 kg H₂ por km² e por ano).

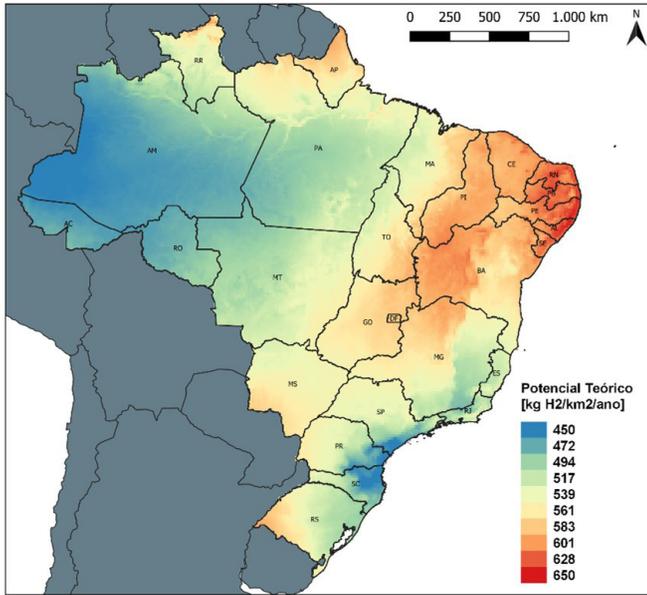


Figura 6.11 – Mapa do potencial teórico de produção de hidrogênio a partir de eletrólise com energia solar.

Fonte: Elaboração própria.

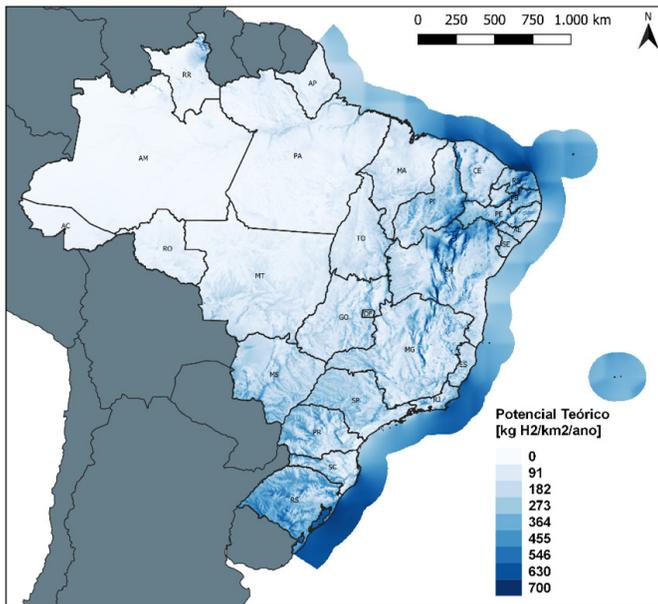


Figura 6.12 – Mapa do potencial teórico de produção de hidrogênio a partir de eletrólise com energia eólica “onshore” e “offshore”.

Fonte: Elaboração própria.

A simulação foi realizada para toda a área do potencial eólico *onshore* e *offshore* contida dentro da ZEE brasileira a partir do GWA, que fornece dados do fator de capacidade de turbinas eólicas Classe IEC I (altura de 100 e diâmetro do rotor de 112 m) para até 200km da costa. O modelo de turbina Vestas V112-3.45 MWTM foi utilizado como parâmetro. Sem considerar qualquer forma de restrições, é observado que existe um grande potencial *onshore* nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul e na costa dos estados do Rio Grande do Sul, de Santa Catarina, do Rio de Janeiro, do Espírito Santo, do Rio Grande do Norte, do Piauí e do Ceará. Esse potencial pode atingir até 700 kg H₂ por km² e por ano.

A partir dos dados apresentados, é possível constituir todo o bloco de produção de hidrogênio. Os dados do eletrolisador fornecem a quantidade de hidrogênio, potência e consumo específico de energia necessários para produzir o hidrogênio. Com a potência do eletrolisador especificada, é possível calcular os custos de OPEX e CAPEX, e o bloco de energia fornece a energia necessária para a produção.

6.2.3 Blocos de armazenamento e transporte

Esta seção descreve, de forma resumida, como os blocos de armazenamento e transporte terrestre do hidrogênio, amônia ou LOHC, por gasoduto (hidrogênio comprimido) ou por caminhão (hidrogênio comprimido ou liquefeito, amônia ou LOHC), são considerados na plataforma de simulação proposta. Não foi considerado nesse bloco os cenários de transporte marítimo, haja vista que essa alternativa visa à atividade de exportação assumida como um tipo de uso final, de responsabilidade do consumidor/cliente.

Neste bloco, consideram-se as alternativas de armazenamento do hidrogênio no sítio da planta de produção, bem como as atividades inerentes à sua transferência para o meio de transporte escolhido. Para cada atividade, são considerados dados típicos de preços de transporte e armazenamento identificados na literatura (BNEF, 2020). Esse bloco é o mais desafiador já que essas etapas são os atuais gargalos ao desenvolvimento da economia do hidrogênio e dados atualizados consolidados na literatura permitindo uma comparação entre rotas ainda permanecem raros.

A Figura 6.13 apresenta o fluxograma operacional do Bloco de armazenamento e transporte. A simbologia utilizada na Figura 6.13 é similar às figuras relativas aos outros blocos. Ressalta-se que as caixas indicadas na cor verde representam os investimentos externos à planta de H₂, que serão tratadas como atividades de prestação de serviços, portanto, custos operacionais.

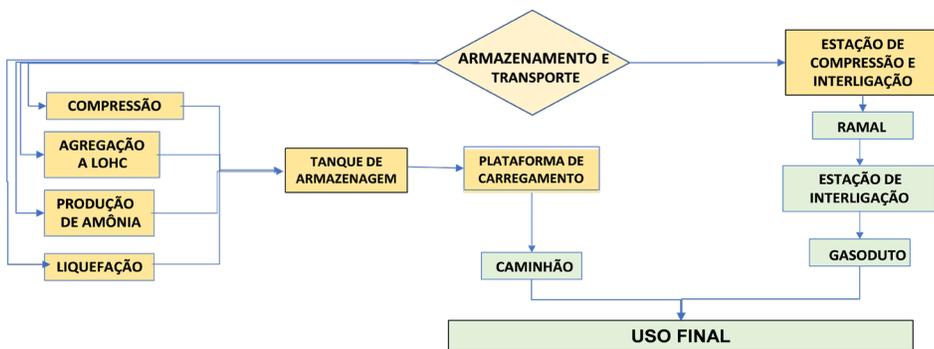


Figura 6.13 - Representação dos blocos de Transporte e Armazenamento.

Fonte: Elaboração própria.

A plataforma permite elaborar cenários com os seguintes sistemas:

- a) Compressão do hidrogênio para armazenagem em tanque pressurizado;
- b) Compressão do hidrogênio para gasodutos;
- c) Liquefação de hidrogênio, armazenagem e condicionamento para transporte;
- d) Recebimento, armazenagem e agregação de LOHC ao hidrogênio;
- e) Plataforma de carregamento de caminhões;
- f) Contratação de serviços de transporte de hidrogênio (pressurizado ou liquefeito) ou associado (amônia, LOHC);
- g) Recebimento, armazenagem de nitrogênio e produção de amônia;
- h) Contratação de serviços de transporte de hidrogênio por gasoduto.

Esse bloco permite simular o processo que existe entre a planta e o consumidor final.

6.2.4 Bloco de financiamento

O bloco de financiamento 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 e quantidade de CBIO) a serem comparados com *benchmarks* ou com valores escolhidos pelo usuário que permitem analisar a viabilidade ou não do projeto simulado.

Neste bloco, estão representados os custos do projeto, que incorporam todos os custos relativos ao CAPEX do empreendimento, às condições

financeiras a serem previstas para as diversas fontes de recursos, como Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), Banco da Amazônia (BASA), Banco do Nordeste (BNB), títulos verdes ou outras (custos, prazos total e de carência, montante e outras) e de capital próprio representado pelo custo médio ponderado de capital (WACC) e as condições de comercialização do hidrogênio.

A plataforma incorpora projeções financeiras e, a partir de valores de LCOH, CAPEX, OPEX, vida útil e produção anual de hidrogênio, incluindo períodos de *ramp-up*, é analisado o desempenho financeiro do projeto, para diferentes receitas e condições. Tendo em vista a relevância que o preço de venda do hidrogênio tem sobre o LCOH e sobre a viabilidade econômico-financeira do projeto, a plataforma prevê que esse parâmetro seja estabelecido como um múltiplo do LCOH ou como um valor arbitrado a cada consulta.

Para essa análise, foi considerado um conjunto de parâmetros, com valores aderentes às práticas de mercado. Considerou-se que o projeto em pauta analisa uma tecnologia nova, em um segmento não maduro, com altos custos e riscos, cuja viabilização demanda incentivos.

Os parâmetros utilizados no bloco são:

- 1) Fontes de recursos:
 - a) Recursos próprios (*equity*);
 - b) Financiamento de longo prazo reembolsável;
 - c) Uma fonte de Financiamento com Recursos não reembolsáveis (*grants*);
- 2) Produção anual e no *ramp-up*;
- 3) LCOH referido às condições de custos e produção considerados;
- 4) CAPEX do projeto;
- 5) Preço de venda;
- 6) Custos de energia renovável produzida localmente e/ou comprada no ambiente ACL.

A Figura 6.14 apresenta o fluxograma operacional do Bloco de Financiamento.

As variáveis consideradas na análise financeira refletem as condições supostas para cada fonte de financiamento, tanto no que diz respeito à participação percentual no projeto, a custos (taxas), a variáveis relacionadas à forma de desembolso dos recursos, como prazos de desembolso, de carência e de amortização, bem como sua periodicidade (*pari passu* com as aplicações

do investidor e com os gastos do projeto, desembolsos ou periódicos ou outras formas). Esses resultados serão importados no bloco de integração para análise consolidada da planta.

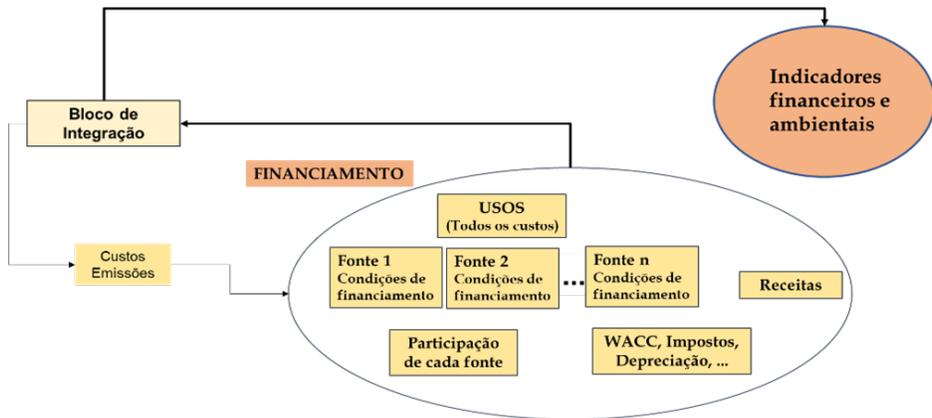


Figura 6.14 - Representação do bloco de financiamento de H₂.

Fonte: Elaboração própria.

6.2.5 Bloco de Integração

O bloco de integração reúne os principais dados de entrada relativos à geração e/ou compra de energia, bem como à produção, armazenagem e transporte de hidrogênio, para a simulação da alternativa a ser testada. Além disso, neste bloco, é realizada uma análise dos impactos ambientais. Dessa forma, este bloco integra os resultados obtidos pelos blocos construtivos anteriormente abordados no capítulo.

6.2.5.1 Escolha do cenário

No bloco de integração, é possível visualizar o fluxo anual técnico e financeiro de toda a vida útil da planta, como: consumo de energia, produção de hidrogênio, consumo de água, custo de OPEX das plantas de produção e geração de energia, entre outros. O bloco pode seguir por dois modos de operação:

- 1) **Modo de produção constante:** a produção anual de hidrogênio é considerada constante de acordo com a potência estabelecida para a planta de produção de hidrogênio. Para que isso aconteça, é necessário um maior

consumo de energia elétrica ao longo dos anos, devido à degradação inerente à tecnologia de produção.

2) **Modo de energia constante:** é estabelecida uma quantidade de energia constante ao longo dos anos. Nessas condições, a produção de hidrogênio decai ao longo dos anos, devido à degradação do equipamento de produção.

Destaca-se que, no caso do modo de operação “Produção Constante”, o bloco avalia se a energia gerada é suficiente para fazer frente à demanda do eletrolisador, a partir do modo de produção escolhido pelo usuário e nos dados do projeto. Caso negativo, o simulador sinaliza essa insuficiência.

6.2.5.2 Impactos ambientais

Para a análise dos impactos ambientais, a plataforma utilizou como referência o conceito de avaliação do ciclo de vida (ACV). Esta é uma ferramenta amplamente utilizada para mensurar o impacto ambiental e apresenta diferentes tipos de abordagens. Na análise realizada no estudo, utilizou-se a abordagem do berço ao túmulo (*cradle-to-grave*), que abrange desde a fabricação dos componentes e produção do hidrogênio até seu descarte final.

No Brasil, a norma ABNT NBR ISO 14040 (ISO, 2006) estrutura a aplicação da ACV, que visa avaliar a magnitude e significância dos potenciais impactos ambientais do objeto de estudo. Na plataforma, será somente considerada a categoria de impacto associada à mudança climática, medida em emissão de CO₂ equivalente, em cada bloco.

Para a implementação da ACV na plataforma, foi realizado um levantamento bibliográfico acerca das diferentes aplicações da ferramenta. A partir dos resultados coletados, foi possível construir uma metodologia de quantificação das emissões de dióxido de carbono equivalentes (CO₂ eq) para cada bloco da plataforma, tendo o bloco de integração a função de calcular as emissões de toda a cadeia.

A abordagem modular da plataforma permite avaliar o impacto estudado em três perímetros distintos: (i) do berço à porta da planta (abordagem *cradle-to-gate*); (ii) do berço à porta do usuário (abordagem *cradle-to-user's gate*); e, (iii) do berço ao túmulo (abordagem *cradle-to-grave*), incluindo o uso final para o setor mobilidade ou geração elétrica. É importante destacar que todos os impactos, ao longo do processo, estão sendo calculados em um perímetro do berço ao túmulo, desde a obtenção das matérias-primas que

entram em sua produção, passando pelo seu uso, até chegar à disposição final de seus resíduos, que pode incluir reciclagem e/ou deposição final.

A Figura 6.15 apresenta o fluxograma de todo o processo, no qual os losangos representam alternativas operacionais e para cada seta azul são calculadas as emissões equivalentes a cada bloco. Os dados de saída são obtidos pela integração dos resultados de cada módulo e suas interconexões.

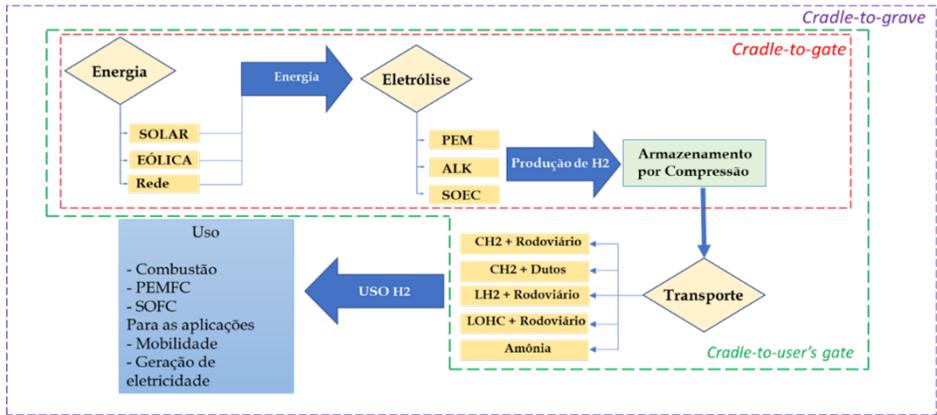


Figura 6.15 - Avaliação do ciclo de vida.

Fonte: Elaboração própria.

Assim, as emissões podem ser calculadas tanto até a porta da fábrica, no caso de uma produção local, sem o transporte nem o uso final (abordagem *cradle-to-gate*), quanto ao berço ao túmulo (abordagem *cradle-to-grave*), relativas aos combustíveis mais tradicionais quando referidos ao uso final, ou alternativamente do berço à porta do usuário (abordagem *cradle-to-user's gate*), com a inclusão do transporte. O ciclo de vida estudado depende dos tipos de tecnologia escolhidos pelo usuário nos diversos blocos da plataforma.

Em cada bloco, as emissões equivalentes são calculadas em kg CO₂eq por unidade funcional (FU), sendo a unidade funcional igual a 1 kWh para o bloco de geração elétrica ou 1 kg de H₂ nos outros blocos (geração e armazenamento e transporte de H₂). Dessa forma, o bloco de integração permitirá calcular o impacto total das emissões na cadeia de produção inteira.

Continuando a análise, considerando o uso desse vetor energético, as aplicações de uso final consideradas na plataforma envolveram ou o setor de mobilidade ou a geração de energia elétrica.

No caso da mobilidade, foram elaboradas matrizes comparativas para três tipos de usos: (i) transporte marítimo de passageiros; (ii) transporte

marítimo de carga; e, (iii) transporte rodoviário. A análise teve como referência uma unidade funcional de 1km navegado por tonelada de carga transportada, nas aplicações marítimas, e de 1km percorrido, na aplicação terrestre.

Nessas tabelas, apresentadas na seção 6.3.3, foram utilizados dados da literatura (SPATH; MANN, 2004; BAUER *et al.*, 2015; REITER; LINDORFER, 2015; SIMONS; BAUER, 2015; AHMADI; KJEANG, 2016; GHANDEHARIUN; KUMAR, 2016; BICER; DINCER, 2018; MEHMETI *et al.*, 2018; SOUZA *et al.*, 2018; WULF *et al.*, 2018; WULF; ZAPP, 2018; HWANG *et al.*, 2020; SADEGHI *et al.*, 2020; CANDELARESI *et al.*, 2021; VARGAS; SEABRA, 2021) para combinações de tipos de combustíveis fósseis (diesel, gasolina, óleo diesel marítimo pesado etc.) e de combustíveis renováveis (etanol, amônia verde) usados em tecnologias como:

- Motores de combustão interna (ICE), sendo de ignição por centelha (SI) ou por compressão (CI);
- Veículos híbridos (Hybrid ICE);
- Veículos elétricos a baterias (BEV). Nesse caso, foi adotada uma eficiência constante para converter a energia elétrica em quilômetros percorridos igual a 0,25 kWh/km (BAUER *et al.*, 2015);
- Veículos usando células a combustível do tipo PEMFC ou SOFC;
- Turbinas a gás (GT).

Para a aplicação de geração elétrica, dados referentes às tecnologias convencionais, como carvão, lignito, gás natural, petróleo e biomassa, encontradas em TURCONI *et al.* (2013), foram usados para comparação na abordagem *cradle-to-grave* com a geração elétrica via células a combustíveis por tecnologia PEMFC (GABRIEL, 2020) e SOFC (BICER; KHALID, 2020), respectivamente.

Por fim, é proposta uma avaliação do potencial de monetização dos impactos ambientais gerados ou evitados. Na ausência de um mecanismo para tal, foi usada uma abordagem semelhante à ferramenta de cálculo do crédito de descarbonização (CBIO) do RenovaBio, que ajuda no cumprimento das metas de descarbonização.

O CBIO³ é emitido por produtores e importadores de biocombustíveis, devidamente certificados pela ANP, com base em suas notas fiscais de compra e venda. Em contrapartida, os distribuidores de combustíveis fósseis possuirão metas anuais de descarbonização calculadas pela ANP, com base na

3 O CBIO corresponde a uma tonelada de CO₂ evitado e é um título cotado na bolsa de valores, emitido por produtores e importadores de biocombustíveis, devidamente certificados pela ANP, com base em suas notas fiscais de compra e venda. Em contrapartida, os distribuidores de combustíveis fósseis possuirão metas anuais de descarbonização calculadas pela ANP, com base na proporção de combustíveis fósseis que comercializam, e adquirir CBIOs é a única forma de atingimento dessas metas.

proporção de combustíveis fósseis que comercializam, sendo a aquisição de CBIOS a única forma de atingimento dessas metas. Assim, cada CBIO corresponderá a uma tonelada de CO₂ evitado. A Bolsa de Valores do Brasil (B3) disponibiliza o ambiente para registro da emissão, negociação e solicitação de aposentadoria do CBIO. As instituições financeiras acessam a B3 cumprindo o papel de Escrituradores e/ou representantes de clientes compradores de CBIO.

Seguindo a lógica de funcionamento do CBIO, para uma primeira versão dessa avaliação econômica, foram considerados os dados resultantes do cálculo realizado pela planilha para avaliar as emissões equivalentes na produção de H₂, em função das configurações escolhidas pelo usuário. Foi considerada a substituição de combustíveis fósseis (carvão, lignito, gás natural e derivados do petróleo) para quantificar as emissões evitadas e poder calcular a quantidade de CBIO e seu valor econômico (média anual no tempo de operação da planta, em reais, ou média ponderada por kg de H₂, em R\$/kg). Um exemplo de cálculo será apresentado na seção 6.3.3.

6.2.5.3 Painel de resultados

Com os resultados obtidos no Bloco de Integração e com os parâmetros financeiros do Bloco de Financiamento, obtém-se a avaliação econômico-financeira e ambiental do empreendimento simulado. Os resultados do simulador consistem, em linhas gerais, em:

- Avaliação técnica dos dados inseridos para o empreendimento, sinalizando não conformidades.
- Parâmetros operacionais e econômico-financeiros relativos ao empreendimento.
- Valores de emissões do empreendimento.

A Tabela 6.3 mostra os resultados previstos a serem publicados no Relatório de saída do Simulador.

Tabela 6.3 - Resultados do Simulador.

Resultado	Unidade
Produção de hidrogênio	[t h2/ano]
Consumo de energia elétrica	[MWh/ano]
Consumo de água	[m3/ano]
Geração de energia elétrica da planta solar	[MWh/ano]
Consumo de energia elétrica do ACL	[MWh/ano]
Custo do consumo de energia elétrica do ACL	[R\$/ano]
Custo nivelado de produção da planta solar	[R\$/ano]
Custo nivelado de produção da planta de hidrogênio	[R\$/ano]
Custo nivelado de armazenamento de hidrogênio	[R\$/ano]
Custo nivelado de transporte de hidrogênio	[R\$/ano]
Custo nivelado final do hidrogênio	[R\$/ano]
Custo anual de consumo de água	[R\$/ano]
Custo de <i>overhaul</i> da planta de produção de hidrogênio	[R\$]
Consumo de hidróxido de potássio (KOH)	[t/ano]
Custo de hidróxido de potássio (KOH)	[R\$/ano]
Custos financeiros	[R\$/ano]
Fluxo de caixa e indicadores financeiros, como:	
Receitas anuais	[R\$/ano]
Lucro anual	[R\$/ano]
EBITDA	[R\$/ano]
TIR do projeto	%
TIR do acionista	%
VPL	[R\$/ano]
Estrutura de Capital – Dívida/EBITDA	%
Capacidade de Pagamento - ICSD	%
Emissões de carbono anuais	tCO2eq

Fonte: Elaboração própria.

6.3 Estudo de caso

Visando demonstrar a capacidade do simulador construído, esta seção tem como objetivo apresentar alguns resultados gerados em forma de estudo de caso, com a análise de sensibilidade do simulador. O caso definido propõe a instalação de uma usina de hidrogênio em São Gonçalo do Amarante, Ceará, mais especificamente no Porto de Pecém. O H₂ será produzido por eletrólise da água, utilizando a tecnologia PEM, e o suprimento de energia elétrica da planta será híbrido, com energia solar, eólica e proveniente do SIN, com contrato no ACL. O armazenamento do H₂ produzido será na forma gasosa em tanques pressurizados. Cabe destacar que nesta análise não será avaliado o custo do transporte do H₂ após o armazenamento, considerando um uso *in loco*.

A Tabela 6.4 apresenta as principais características da localidade escolhida e da planta de produção para o caso base.

A partir dessas premissas, serão apresentados os resultados e análises de sensibilidades das variáveis para diferentes casos. Nessas análises, será avaliado o impacto nos indicadores calculados pela plataforma (LCOE, LCOH, TIR e remuneração das emissões evitadas) das principais variáveis de entrada técnicas e econômicas do problema.

Em consequência, esses resultados apontam as variáveis que requerem ser definidas mais precisamente para garantir a representatividade do cálculo e permitem avaliar a incerteza sobre os resultados. Importante ressaltar que as faixas de variações foram escolhidas em base de dados disponível na literatura.

Nas subseções seguintes, são apresentados alguns estudos de casos visando ilustrar o potencial da plataforma desenvolvida. Destaca-se que a ferramenta usada corresponde à versão desenvolvida até o dia 31 de outubro de 2022. Como essa é uma ferramenta em permanente aperfeiçoamento, versões posteriores da plataforma podem apresentar diferenças quanto à simulação dos casos apresentados a seguir.

6.3.1 Caso 1: Eletricidade de origem solar fotovoltaica

O primeiro caso pressupõe a planta de hidrogênio estabelecida no caso base com geração de energia provinda de autoprodução 100% solar fotovoltaica. Os resultados dessa simulação são resumidos na Tabela 6.5.

Tabela 6.4 - Principais Características da Localidade e da Planta do Caso Base.

PREMISSAS		
Energia		
SOLAR	Local da planta de geração	São Gonçalo do Amarante
	Latitude	-5,7852
	Longitude	-35,3305
	Tipo de instalação	Usina (fixa)
	Modelo do módulo	DAH DHM-72X10-530W
	Taxa de degradação	0,5%/ano
EÓLICA	Latitude	-5,9255
	Longitude	-35,0197
	Fator de Capacidade	44,61%
	Modelo da turbina eólica	Vestas V80-1.8
	Classe IEC	IEC I
ACL	Submercado	Nordeste
	Preço de contratação de energia ACL	R\$231,01/MWh
	Custo total do I-REC para energia	R\$0,63/MWh

Local da planta de produção	São Gonçalo do Amarante
Latitude	-5,7852
Longitude	-35,3305
Tecnologia de produção	SiLYZER 200
Potência da planta	100.000 kW
Fator de produção	60%
Tarifa de água	CAGECE
Custo de O&M Produção	3,0%
Transporte	
Local de comercialização	São Gonçalo do Amarante
Latitude	-5,7852
Longitude	-35,3305
Distância	0 km
Tipo de transporte	Sem transporte
Armazenamento	
Estado	Gasoso
Tipo de armazenamento	Tanques pressurizados

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.5 - Principais resultados do estudo de caso com energia elétrica 100% provinda de autoprodução solar.

RESULTADOS	
Energia	
Potência da planta geradora	248.298 kW (C.A)
Geração de energia	533.603 MWh/ano
Número de módulos FV	609032
Número de turbinas Eólicas	0
Produção	
Consumo de energia	485.093.059 kWh/ano
Produção de H2	7.824.082 kg H2/ano
Consumo de água	94.608 m3/ano
Transporte	
Tipo de transporte	Sem transporte
Distância	0 km
Volume	21,43 6ton/dia
Custo específico	R\$0,00/kg H2
Armazenamento	
LCOS	R\$15/kg H2
Econômico-financeiro	
CAPEX Planta de Produção	R\$245.003.004
CAPEX Planta Geradora	R\$993.190.226
OPEX O&M Planta de Produção	R\$7.350.090/ano
OPEX O&M Planta Energia	R\$19.367.209/ano
Custo Armazenamento	R\$7.432.878/ano
Custo de Água	R\$1.748.356/ano
Custo de Transporte	-
CAPEX Total	R\$1.238.193.230
OPEX Total	R\$35.898.533/ano
LCOH Custo Produção	R\$1,90/kg H2
LCOH Custo energia	R\$6,35/kg H2
LCOH O&M Produção	R\$0,94/kg H2
LCOH O&M Energia	R\$2,48/kg H2
LCOH Custo armazenamento	R\$0,95/kg H2
LCOH Água	R\$0,22/kg H2
LCOH Transporte	-
LCOH Total	R\$16,39/kg H2
TIR	0,62% a.m.
ICSD mínimo	1,17
Pay-back (meses)	113
LCOE	R\$190,29/MWh

Fonte: Elaboração própria.

No cenário base, é importante observar que tanto o LCOE (R\$ 190,29 / MWh) quanto o LCOH (R\$16,39/kgH₂) estão em adequação com os valores encontrados na literatura. Assim, faixas de LCOE entre R\$ 100 e R\$ 210/MWh (EPE, 2021b) para energia fotovoltaica e de LCOH entre R\$ 10 e R\$ 19/kgH₂ (EPE, 2021a) para hidrogênio verde são esperados no cenário atual.

Foi realizada uma análise de sensibilidade com uma variação no fator de produção da planta de produção de hidrogênio, entre 10% e 100%. O CAPEX da planta de geração de energia fotovoltaica varia entre os valores mínimo (R\$ 2.800/kWp) e máximo (R\$ 5.800/kWp), encontrados no caderno de preços de geração 2021 (EPE, 2021b).

Para esse cenário, assumiu-se para a central de autoprodução de eletricidade solar o OPEX com valor médio de R\$ 60/kWp/mês. Como resultado, observa-se uma variação do LCOH de R\$ 15/kgH₂ a R\$ 36/kgH₂, em função dos dois parâmetros (Figura 6.16 (à esquerda)). O LCOH assume os menores valores (R\$ 15/kgH₂ a R\$ 20/kgH₂) para fatores de produção de hidrogênio entre 27% e 100%, dependendo do CAPEX da planta de geração de energia. Esses valores se encontram na faixa superior apontada para hidrogênio verde em 2019 na nota técnica da EPE (2021).

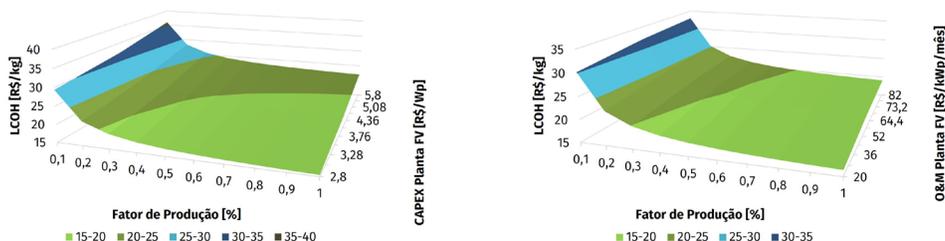


Figura 6.16 – Resultados de LCOH (R\$/kgH₂) em função do CAPEX (à esquerda) e do OPEX (à direita) da planta de geração de energia.

Fonte: Elaboração própria.

Em um segundo cenário, a variação do OPEX da planta de energia variou entre R\$ 20/kWp/mês e R\$ 82/kWp/mês, mantendo-se o CAPEX fixo em R\$ 4.000/kWh, e o fator de produção variando entre 10% e 100%. Nessa condição, o LCOH médio varia entre R\$ 15/kg e R\$ 35/kg, sendo os menores valores correspondendo a fatores de produção entre 30% e 40% com OPEX de R\$ 20/kWp/mês a R\$ 28/kWp/mês, situando-se abaixo de R\$ 20/kgH₂. Esses valores estão coerentes com a literatura (EPE, 2021b). Em comparação, o LCOH para fatores de produção de H₂ abaixo de 20% encontram-se entre R\$ 25/kgH₂ e R\$ 35/kgH₂, para OPEX superior a R\$ 60/kWp/mês. Esses valores estão

significativamente acima do valor de R\$ 19/kgH₂, limite superior apontado para o hidrogênio verde em 2019 na nota técnica da EPE (2021b).

Observa-se, assim, que o LCOH calculado neste trabalho alcança custos mais baixos para uma faixa de fator de produção maior, como pode ser visto na Figura 6.15. Isso nos indica que a influência do OPEX é menor que a do CAPEX, e custos de capital têm influência majoritária na planta de energia, quando comparado aos custos operacionais após instalação e com comissionamento do sistema. Portanto, os custos necessários para manter a usina produzindo durante todo seu ciclo de vida útil impactam de forma menos relevante no custo final do H₂.

6.3.2 Caso 2: Eletricidade de origem eólica

Em relação ao caso base anterior, estabeleceu-se que a planta de hidrogênio teria uma geração de energia provinda de autoprodução 100% eólica. Os resultados dessa simulação são resumidos na Tabela 6.6.

No cenário base, é importante observar que tanto o LCOE (R\$ 111,23 / MWh) quanto o LCOH (R\$11,24/kgH₂) estão em adequação com os valores encontrados na literatura. Assim, faixas de LCOE entre R\$ 100 e R\$ 170 / MWh (EPE, 2021b) para energia fotovoltaica e de LCOH entre R\$ 10 e R\$ 19/kgH₂ (EPE, 2021a) para hidrogênio verde são esperados no cenário atual. Adicionalmente, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2022f) relata o valor de LCOE igual a R\$ 161,20 /MWh no interior do Ceará.

A análise de sensibilidade consistiu em variar na geração de superfícies o CAPEX e o OPEX da planta de energia eólica e o fator de produção de hidrogênio, para entender o comportamento do LCOH.

A Figura 6.17 (à esquerda) apresenta o resultado em função do CAPEX da fonte eólica. Observa-se uma variação do LCOH entre R\$ 15/kgH₂ e R\$ 30/kgH₂ em função dos dois parâmetros que são o fator de produção e o CAPEX. O LCOH assume os menores valores (R\$ 15/kgH₂ a R\$ 18/kgH₂) para fatores de produção de hidrogênio entre 30% e 100%, dependendo do CAPEX da planta de geração de energia. As melhores condições de operação retornam valores de LCOH dentro da faixa de R\$ 10-R\$ 19/kgH₂ apresentada pela literatura (EPE, 2021a).

Tabela 6.6 - Principais resultados do estudo de caso com energia elétrica 100% provinda de autoprodução eólica.

RESULTADOS	
Energia	
Potência da planta geradora	136.407 kW (C.A)
Geração de energia	533.069 MWh/ano
Número de módulos FV	0
Número de turbinas Eólicas	76
Produção	
Consumo de energia	485.093.059 kWh/ano
Produção de H2	7.824.082 kg H2/ano
Consumo de água	94.608 m3/ano
Transporte	
Tipo de transporte	Sem transporte
Distância	0 km
Volume	21,436 t/dia
Custo específico	R\$ 0,00/kg H2
Armazenamento	
LCOS	R\$ 15/kg H2
Econômico-financeiro	
CAPEX Planta de Produção	R\$ 245.003.004
CAPEX Planta Geradora	R\$ 647.933.305
OPEX O&M Planta de Produção	R\$ 7.350.090/ano
OPEX O&M Planta Energia	-
Custo Armazenamento	R\$ 7.432.878/ano
Custo de Água	R\$ 1.748.356/ano
Custo de Transporte	-
CAPEX Total	R\$ 892.936.309
OPEX Total	R\$ 16.531.323/ano
LCOH Custo Produção	R\$ 1,90/kg H2
LCOH Custo energia	R\$ 4,14/kg H2
LCOH O&M Produção	R\$ 0,94/kg H2
LCOH O&M Energia	R\$ 1,13/kg H2
LCOH Custo armazenamento	R\$ 0,95/kg H2
LCOH Água	R\$ 0,22/kg H2
LCOH Transporte	-
LCOH Total	R\$ 11,24/kg H2
TIR	1,16% a.m.
ICSD mínimo	1,99
Pay-back (meses)	99
LCOE	R\$ 111,23/MWh

Fonte: Elaboração própria

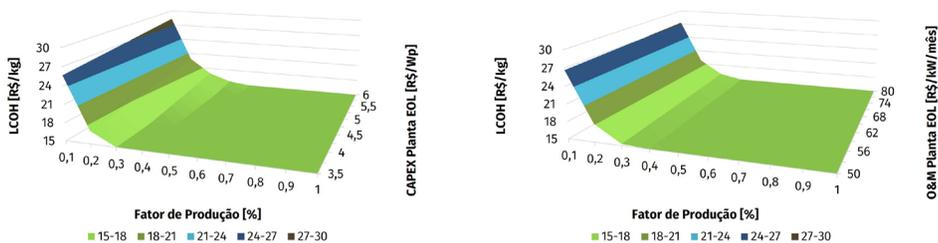


Figura 6.17 - Resultados de LCOH (R\$/kg H₂) em função do CAPEX (à esquerda) e do OPEX (à direita) da planta de geração de energia.

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 6.17 (à direita), o CAPEX foi fixado em R\$ 4.750/kW, variando-se o fator de produção entre 10% e 100% e o OPEX da planta de energia eólica entre R\$ 50/kWp/mês e R\$ 80/kWp/mês. Nessa condição, o LCOH médio variou entre R\$ 15/kgH₂ e R\$ 30/kgH₂, sendo os menores valores atingidos com fatores de produção entre 30% e 40%, situando-se abaixo de R\$ 18/kgH₂ (valores em adequação com os dados apresentados pela EPE (EPE, 2021a)). Em comparação, o LCOH para fatores de produção de H₂ abaixo de 20%, encontram-se entre R\$ 21/kgH₂ e R\$ 30/kgH₂. Nessas duas figuras, ficou claro que o fator de produção é o fator-chave no cálculo do LCOH.

6.3.3 Caso 3: Mix energético de fonte solar fotovoltaica, eólica e ACL

Neste estudo de caso, foi considerado um *mix* de energia para a produção de hidrogênio que corresponde a 33% de autoprodução solar fotovoltaica, 33% de autoprodução eólica e 33% de energia consumida do ACL com I-REC. A fração estabelecida para a geração corresponde à energia consumida durante o primeiro ano de funcionamento da fábrica.

O cálculo pode pressupor preços médios de energia considerando diversas situações, em que a eletricidade pode ser proveniente de energia renovável dedicada (autoprodução), da rede não renovável, renovável (considerando os benefícios fiscais) e ainda uma situação em que a energia renovável autoproduzida poderia ser complementada pela eletricidade da rede (FAN, 2022). Nos casos em que a rede é utilizada, os valores levados em conta são os valores médios de Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) nacionais anuais, desde 2018, comercializados no ACL. Considerando que a energia comprada seria renovável e a compra será realizada por meio de contratos de longo prazo (PPA), os valores variaram entre R\$ 182/MWh e R\$ 282/MWh.

Tabela 6.7 - Principais resultados do estudo de caso com *mix* de energia.

RESULTADOS	
Energia	
Potência da planta geradora	115.962 kW (C.A)
Geração de energia	320.442 MWh/ano
Número de módulos FV	185095
Número de turbinas Eólicas	23
Produção	
Consumo de energia	485.093.059 kWh/ano
Produção de H2	7.824.082 kg H2/ano
Consumo de água	94.608 m3/ano
Transporte	
Tipo de transporte	Sem transporte
Distância	0 km
Volume	21,436 t/dia
Custo específico	R\$ 0,00/kgH2
Armazenamento	
LCOS	R\$ 15/kgH2
Econômico-financeiro	
CAPEX Planta de Produção	R\$ 245.003.004
CAPEX Planta Geradora	R\$ 494.221.154
OPEX O&M Planta de Produção	R\$ 7.350.090/ano
OPEX O&M Planta Energia	R\$ 5.886.000/ano
Custo Armazenamento	R\$ 7.432.878/ano
Custo de Água	R\$ 1.748.356/ano
Custo de Transporte	-
CAPEX Total	R\$ 739.224.158
OPEX Total	R\$ 22.417.323/ano
LCOH Custo Produção	R\$ 1,90/kgH2
LCOH Custo energia	R\$ 3,16/kgH2
LCOH O&M Produção	R\$ 0,94/kgH2
LCOH O&M Energia	R\$ 1,09/kgH2
LCOH Custo armazenamento	R\$ 0,95/kgH2
LCOH Água	R\$ 0,22/kgH2
LCOH Transporte	-
LCOH Total	R\$ 15,04/kgH2
TIR	1,21% a.m.
ICSD mínimo	1,72
Payback (meses)	98
LCOE	R\$ 177,87/MWh

Fonte: Elaboração própria.

6.3.3.1. Parâmetros ambientais: avaliação dos impactos para diversos perímetros

Nesta subseção, para ilustrar o potencial da plataforma na sua integralidade, além das premissas descritas anteriormente, foi considerado que o consumidor final está localizado em Fortaleza, capital do estado do Ceará, e que o transporte ao longo dos 552km é realizado por gasoduto na forma de hidrogênio comprimido.

Como mostrado na Figura 6.18, é possível observar o impacto ambiental, em termos de emissões de dióxido de carbono equivalentes, das etapas de geração da eletricidade, da produção de H₂ e do transporte.

ANÁLISE DE EMISSÕES			
Bloco	Tipo	Unidade	Valor
Energia	Energia solar	t CO ₂ eq	303.200
	Energia eólica	t CO ₂ eq	45.292
	Energia do grid	t CO ₂ eq	0
Produção	PEM	t CO ₂ eq	1.282
	Compressão	t CO ₂ eq	22.795
Transporte	CH ₂ + Dutos	t CO ₂ eq	43.518
Total Cradle-to-gate (berço até a porta da planta)		t CO ₂ eq	372.570
		kg CO ₂ eq/kg H ₂	2,615
Total Cradle-to-user's gate (berço até a porta do consumidor)		t CO ₂ eq	416.088
		kg CO ₂ eq/kg H ₂	2,921

Figura 6.18 - Detalhamento dos impactos ambientais calculados pela plataforma nos perímetros do berço à porta da planta e do berço à porta do consumidor.

Fonte: Elaboração própria.

A produção de energia elétrica corresponde a 94% das emissões no perímetro do berço à porta da planta e o transporte corresponde a um acréscimo de 12% em relação às emissões até a porta da planta. Assim, assumindo que a compra de contratação de energia ACL não acarreta emissões equivalentes (i.e. a sua própria já inclui uma contagem das emissões equivalentes), 87%

das emissões da etapa de produção estão relacionadas à geração solar fotovoltaica. Na fase de geração do hidrogênio, a fase de compressão dentro do perímetro da planta representa 95% do total.

Nas Figuras 6.19 e 6.20, o potencial redução de emissão equivalente da substituição de combustíveis fósseis ou emergentes como amônia estão apresentados para aplicação de transporte marítimo de passageiros e de carga.

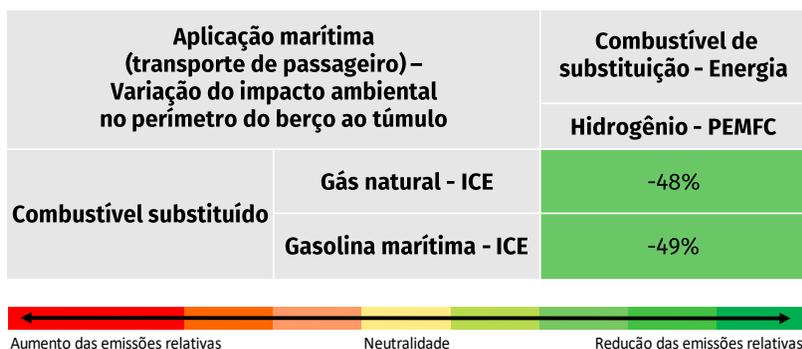


Figura 6.19 - Avaliação dos impactos ambientais no perímetro do berço ao túmulo na substituição de combustíveis por tecnologia envolvendo o hidrogênio para transporte de passageiro por via marítima.

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a substituição de combustível fóssil (gás natural, gasolina marítima e diesel marítimo pesado) por hidrogênio e amônia verdes apresenta uma redução de 48% a 82% e de 32% a 63%, respectivamente, das emissões equivalentes. No caso de substituição parcial, a redução atinge valores de até 43%.

A Figura 6.21 trata da análise das aplicações de mobilidade rodoviária.

Nessa figura, é possível notar que a substituição de tecnologia usando motores térmicos, independentemente do combustível, pelo uso de hidrogênio em motores de combustão interna ou motores híbridos sempre conduz à redução das emissões de 28% a 79%. No caso de uso de tecnologia PEM, a redução é menor ou não apresenta benefício ambiental no caso de motores híbridos com gás natural ou de motores térmicos abastecidos com gás natural. Em todos os cenários simulados, as tecnologias do hidrogênio não competem com o veículo elétrico com baterias (aumento de 258% a 527%).

		Combustível de substituição					
		Amônia verde (Eólico)	Amônia verde (Hídrica)	Hidrogênio (Eólico)	H ₂ (Eólico) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)	Hidrogênio (Hídrica)	H ₂ (Hídrica) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)
Aplicação Marítima (Transporte de Carga: carga – 51.500 t) – Variação do impacto ambiental no perímetro do berço ao túmulo	Amônia verde (Eólico)	-	-7%	-54%	21%	-63%	16%
	Amônia verde (Hídrica)	8%	-	-50%	30%	-60%	25%
	Diesel marítimo pesado	-51%	-54%	-77%	-41%	-82%	-43%
Combustível substituído							
		Combustível de substituição					
		Amônia verde (Eólico)	Amônia verde (Hídrica)	Hidrogênio (Eólico)	H ₂ (Eólico) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)	Hidrogênio (Hídrica)	H ₂ (Hídrica) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)
Aplicação Marítima (Transporte de Carga: tanker – 100.000t) – Variação do impacto ambiental no perímetro do berço ao túmulo	Amônia verde (Eólico)	-	-9%	-39%	66%	-47%	63%
	Amônia verde (Hídrica)	10%	-	-32%	83%	-41%	80%
	Diesel marítimo pesado	-64%	-67%	-78%	-40%	-81%	-41%
Combustível substituído							

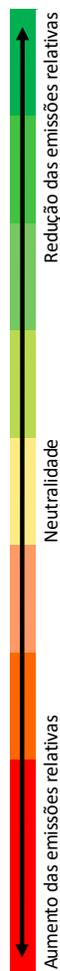


Figura 6.20 - Avaliação dos impactos ambientais no perímetro do berço ao túmulo na substituição de combustíveis por tecnologia envolvendo o hidrogênio para transporte de carga por via marítima.

Fonte: Elaboração própria.

Aplicação Rodoviária – Variação do impacto ambiental no perímetro do berço ao túmulo	Combustível de substituição – Produção Cte				
	H ₂ - PEMFC	H ₂ - Hybrid ICE	H ₂ - ICE	H ₂ + Gás natural (H ₂ : 20%vol ou 7,3% da energia) - ICE	H ₂ + Gasolina (H ₂ : 7,3% da energia) - ICE Dual fuel
Diesel - Hybrid ICE	-52%	-71%	-67%	-55%	-43%
Diesel - ICE	-59%	-75%	-71%	-62%	-51%
Gasolina - Hybrid ICE	-58%	-75%	-71%	-61%	-51%
Gasolina - ICE	-65%	-79%	-76%	-68%	-59%
Gás natural - Hybrid ICE	4%	-37%	-28%	-4%	23%
Gás natural - ICE	-38%	-74%	-72%	-44%	-32%
Etanol (cana de açúcar) - ICE	-4%	-42%	-34%	-11%	13%
Etanol (cana de açúcar) - SOFC	-36%	-62%	-56%	-41%	-25%
Etanol de milho - SOFC	-41%	-65%	-60%	-46%	-31%
Eletricidade (Eólica) - BEV	496%	258%	312%	449%	601%
Eletricidade (Hídrica) - BEV	527%	277%	333%	477%	637%
Eletricidade (Solar) - BEV	82%	10%	26%	68%	114%

Figura 6.21 - Avaliação dos impactos ambientais no perímetro do berço ao túmulo na substituição de combustíveis por tecnologia envolvendo o hidrogênio para transporte rodoviário.

Fonte: Elaboração própria.

Mudando de tipo de aplicação, a Figura 6.22 apresenta o potencial de redução de emissões na geração de eletricidade usando células a combustível.

Na substituição de recursos fósseis, a redução é sistematicamente muito significativa, variando de 83% a 97% das emissões originais. A substituição de tecnologias solar fotovoltaica ou a base de biomassa pode ser vantajosa, mesmo que em proporção menor (entre 24% e 68%), mas observa-se que existem cenários onde há aumento dos impactos ambientais. Por outro lado, a rota de produção do hidrogênio não está competitiva do ponto de vista ambiental (especificamente, em termos de emissões equivalentes de CO₂) com a eletricidade eólica, a de menor impacto ambiental.

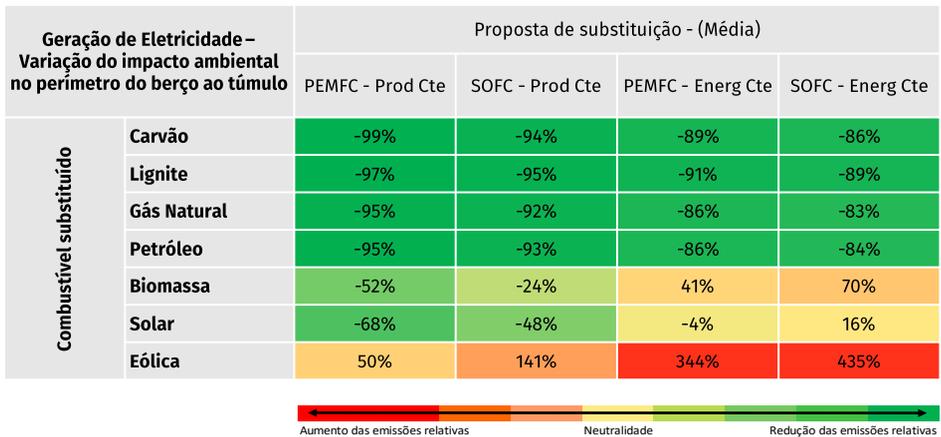


Figura 6.22 - Avaliação dos impactos ambientais no perímetro do berço ao túmulo na substituição de geração elétrica tradicional por tecnologia envolvendo o hidrogênio e células a combustíveis.

Fonte: Elaboração própria.

6.3.3.2 Parâmetros econômicos e financeiros: análise de sensibilidade aplicada ao LCOE, LCOH, TIR e remuneração das emissões evitadas

Para a análise de sensibilidade desse caso, foram gerados diagramas de tornado para os principais indicadores econômicos e ambientais. Iniciando com o indicador principal para o bloco de energia, o LCOE é sensível ao custo da planta de energia renovável que produziu a fração autogerada e, adicionalmente, ao custo da energia adquirida via PPA. Nesse cenário, pode inferir-se que as políticas para reduzir o custo da energia, tal como isenção fiscal para o setor da cadeia de hidrogênio, são importantes.

Os resultados apresentados no diagrama de tornado da Figura 6.23 reforçam a observação de que o custo relativo da energia na planta de eletrólise depende da fonte que será utilizada, já que todas as variáveis consideradas mostram um impacto no LCOE entre 0,8% e 11% do valor nominal de R\$ 140,77/MWh. Para fim de comparação, os valores de LCOE para eletricidade de fonte eólica, solar e do ACL são iguais a R\$ 111,23, 190,29 e 232,00 MWh, respectivamente. Assim, o LCOE com o *mix* energético considerado tende a ficar na faixa inferior, tornando a energia elétrica mais competitiva que no caso de geração exclusivamente fotovoltaica.

No caso ora analisado, em que a participação de cada fonte é de um terço da energia total requerida, vê-se que o impacto da variação do preço de contratação de energia ACL é maior que o da energia solar, que, por sua vez, é bem maior que o da energia eólica. Em projetos embasados em energias renováveis, inclusive, o custo da energia é mais intenso em capital do que as tecnologias convencionais e o custo de OPEX tem menor impacto, por não ser tão expressivo para essas fontes. No caso da energia solar, o custo da tecnologia constitui uma parte significativa do valor do investimento e, portanto, possui impacto maior sobre o LCOE.

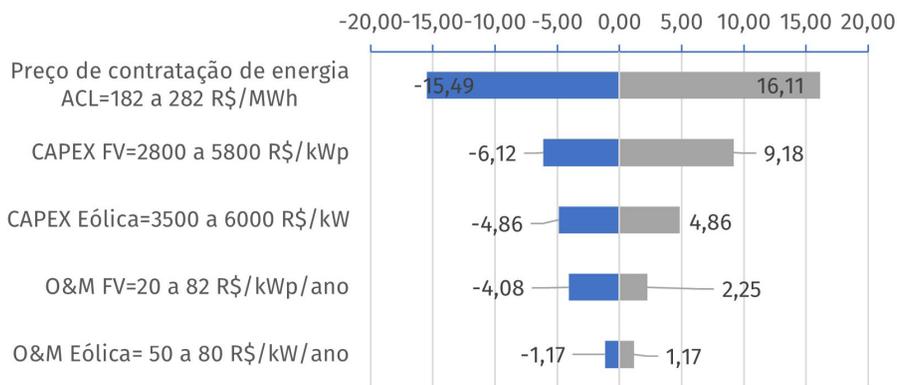


Figura 6.23 - Diagrama de Tornado para a variação relativa do LCOE. As variações partem de um valor base de LCOE de R\$ 140,77/MWh.

Fonte: Elaboração própria.

Para o bloco de produção, o principal indicador é o LCOH. Como diversos fatores podem influenciar no LCOH, a análise de sensibilidade foi empregada na estimativa de custos para identificar fatores-chave que afetam o custo de produção de hidrogênio unitário e entender sua correlação. Neste estudo, o efeito de todos os fatores (CAPEX da energia, preço de contratação de energia ACL, OPEX e CAPEX do eletrolisador) é apresentado na Figura 6.24.

Registra-se que o Fator de Produção não foi incluído nessa avaliação, já que o modelo estudado considera um Fator de Produção constante de 60%. O custo de produção do hidrogênio foi estudado variando os fatores em seus valores máximos e mínimos. Os resultados da análise de sensibilidade do LCOH para uma capacidade de produção de 7.824 toneladas/ano podem ser observados na Figura 6.24.

Os resultados da análise de sensibilidade confirmam que o custo do eletrolisador e o de fornecimento de eletricidade apresentam sempre a contribuição mais relevante no LCOH. Pode-se observar que a variação dos custos intrínsecos ao eletrolisador (CAPEX e O&M), correspondente a 2,39% na variação máxima de cada parâmetro, tem um impacto levemente maior que os custos da energia (2,29% na variação máxima de cada parâmetro). Assim, a consolidação das análises de sensibilidade de LCOE e LCOH mostra que a redução do custo de produção do hidrogênio depende fortemente do preço de contratação de energia ACL na tecnologia de eletrólise e, também, de geração fotovoltaica de energia (que apresenta um impacto maior que a energia eólica).

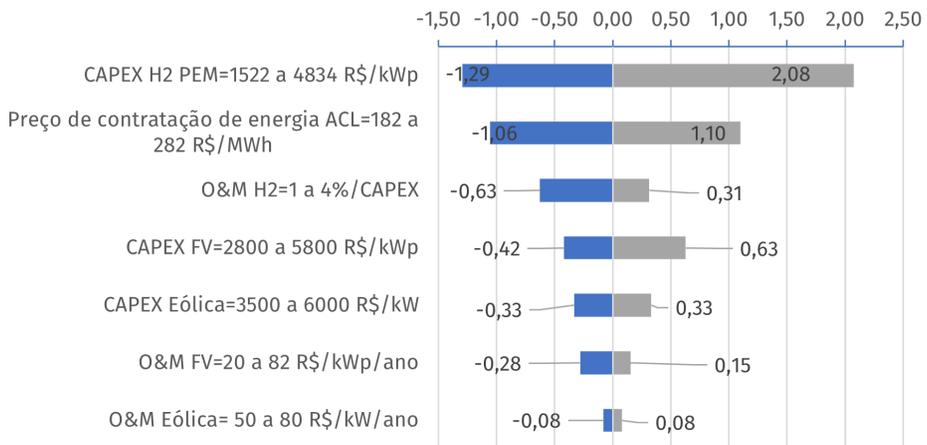


Figura 6.24 - Diagrama de Tornado para a variação relativa do LCOH. As variações partem de um valor base de LCOH de R\$ 13,62 R\$/kgH₂.

Fonte: Elaboração própria.

Para dar continuidade à análise dos parâmetros econômicos da planta simulada, calcula-se retorno do projeto de eletrólise (TIR). Conforme visto na Figura 6.25, a TIR, para um dado Fator de Produção e um dado LCOH, depende fortemente do preço de venda do hidrogênio produzido, além da disponibilidade de financiamento a baixo custo. Mais especificamente, vê-se que o

impacto da participação percentual do financiamento a custo zero (*grants*) nas fontes de recursos do projeto tem um impacto relativamente mais significativo que a do financiamento reembolsável, mesmo a custos baixos.

Destaca-se que, de um modo geral, um projeto pode contar com várias fontes de financiamento, que podem ou não ter as mesmas condições (taxas de juros, prazos, participação, entre outras). Por simplificação foram consideradas somente duas fontes de financiamento, além do *equity*: uma de recursos reembolsáveis (Financiamento 1) e outra de recursos não reembolsáveis (*grants*). Na Figura 6.25, vê-se que 25% do primeiro acrescenta praticamente o mesmo valor à TIR que 60% do segundo.

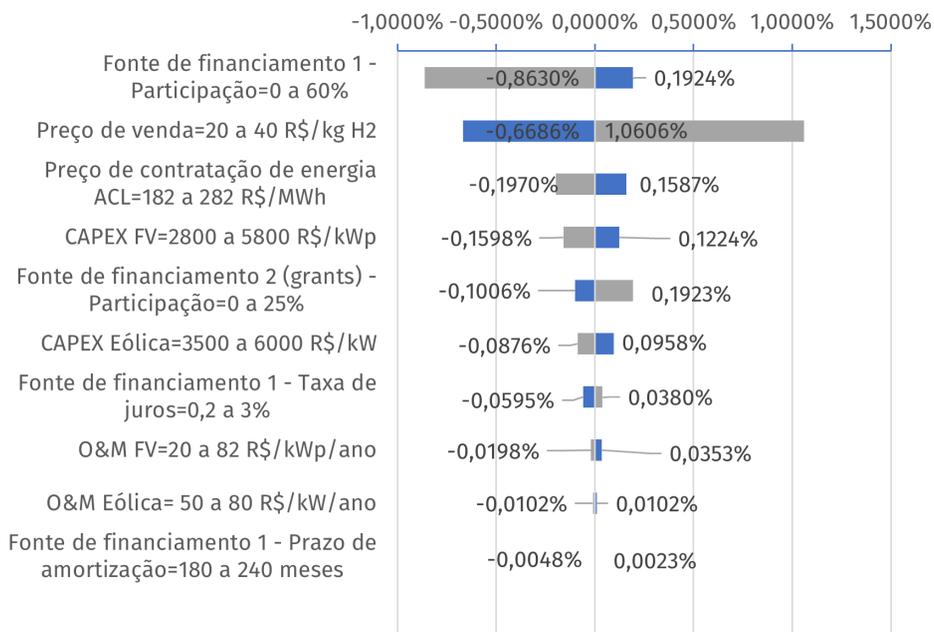


Figura 6.25 - Diagrama Tornado para a variação relativa do TIR. As variações da TIR partem do valor de 0,28% a.m.

Fonte: Elaboração própria.

Como os valores de TIR têm como ponto central TIR= 0,28, o projeto somente terá TIR negativa (será inviável) nos parâmetros que apresentarem módulo de variação negativa maior que 0,28. Vê-se que essa situação somente ocorre nas variáveis “participação do financiamento 1” e “preço de venda”. Assim, o projeto suporta variações individuais nos limites inferiores das faixas de variação para quaisquer outras variáveis, individualmente.

O último parâmetro visando avaliar a economicidade do projeto é a quantidade de CBIO que a produção de H₂ vai gerar, isto é, uma forma de remuneração (valor econômico) ao substituir o gás natural por hidrogênio. A Figura 6.26 mostra os valores calculados com a substituição de carvão, lignito, gás natural e derivados de petróleo por hidrogênio.

Observa-se que, de acordo com a metodologia adotada, haverá remuneração das emissões evitadas exceto para a substituição de derivados de petróleo. Portanto, na normalização dessa remuneração por unidade de massa de hidrogênio produzido, o valor permanece marginal (no máximo 4%) quando comparado com o LCOH igual a R\$ 15,04/kgH₂.

No que trata da análise de sensibilidade, a metodologia aplicada analisou a influência das variáveis-chaves em relação ao crédito de descarbonização. Assim, o Diagrama Tornado encontrado na Figura 6.27 indica os resultados ótimo e péssimo dos créditos de descarbonização para cada variável (fator de emissão da geração via energia solar e eólica, fator de emissão da produção de H₂ via tecnologia PEM, fator de compressão para armazenamento local e custo do CBIO). Portanto, o crédito de descarbonização é altamente dependente e relacionado ao impacto ambiental da energia solar. Aliás, dentro da faixa de valores (R\$ 45,45 a R\$ 119,55) encontrada na literatura (B3, 2022), a variação é de +-120% do valor nominal para o caso simulado, gerando um cenário mais pessimista (altas emissões equivalentes na geração de energia solar) no qual não há geração créditos de descarbonização, já que o caso gera uma remuneração negativa.

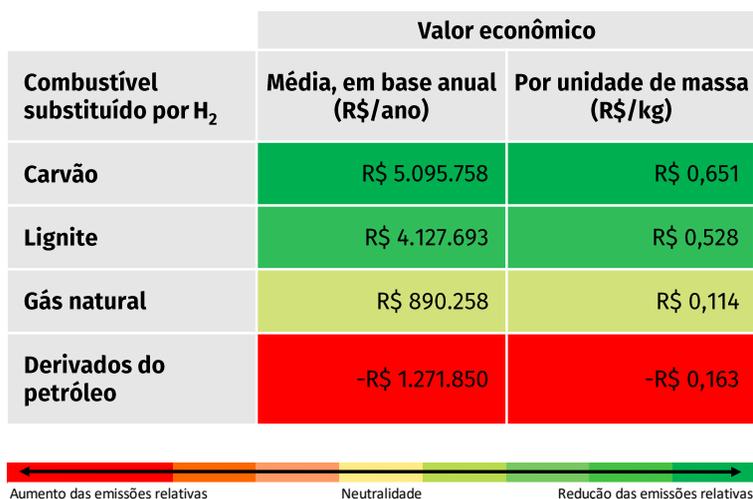


Figura 6.26 - Avaliação da remuneração das emissões evitadas na substituição de fontes de origem fóssil.

Fonte: Elaboração própria.

O próximo fator de maior impacto foi o custo do CBIO, que impacta em até 34% o potencial de remuneração. O impacto ambiental da energia eólica usada no *blend* elétrico representa somente influência em 10% do resultado calculado. Tanto o fator de compressão do hidrogênio após a produção como o fator de produção do hidrogênio via PEM possuem baixa influência no resultado (1% e 0,1% do valor calculado, respectivamente).

Os resultados obtidos nessa seção demonstram a sensibilidade do modelo e a complexidade do cenário técnico e econômico-financeiro. As variações observadas na análise de sensibilidade corroboram as práticas atuais na economia do hidrogênio, isto é, incentivo a investimentos em P&D nas tecnologias de eletrólise e geração solar, tanto para aumentar as eficiências quanto reduzir os custos e os impactos ambientais. Além disso, recomenda-se a utilização de linhas de financiamento de baixo custo ou de custo zero (*grants*) para melhorar a economicidade da planta.

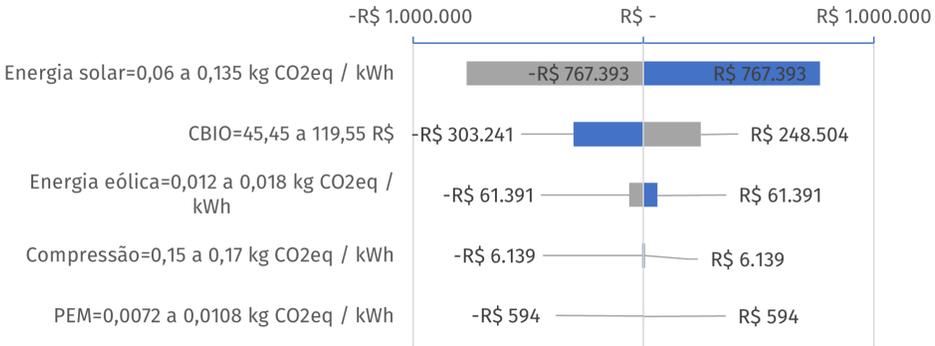


Figura 6.27 - Diagrama Tornado para a variação da remuneração via substituição do GN por H₂ (R\$/ano). As variações partem de um valor base de R\$ 641.752/ano (em azul: variação associada ao máximo da faixa de variação; em cinza: variação associada ao mínimo da faixa de variação).

Fonte: Elaboração própria.

*Adely Branquinho
Eduardo T. Serra
Ana Carolina Chaves
Caroline Chantre
Mauricio Moszkowicz
Nivalde de Castro
Sayonara Eliziário
Sergio Leal Braga
Florian Pradelle*

Este livro é fruto de um trabalho de pesquisa iniciado em 2020, objetivando gerar conhecimento sobre a economia do hidrogênio e, a partir disso, desenvolver uma ferramenta de análise de custos e ambiental da substituição de combustíveis fósseis pelo hidrogênio. Ao longo do tempo de execução, capturou-se percepções da evolução dos diversos aspectos ligados à transição energética, notadamente à economia do H₂, que envolvem toda a sua cadeia de valor, desde a geração de energias renováveis até o consumo final, passando pela geração, armazenamento e transporte de hidrogênio.

O hidrogênio pode ser obtido por várias fontes e por diferentes rotas tecnológicas (térmicas, fotolíticas e eletrolíticas) com insumos e tecnologias de produção associadas, o que permite privilegiar as fontes locais e potencialidades de cada país na seleção da melhor opção técnica, econômica e ambiental de produção, diminuindo ou evitando a dependência de importação de energia.

Recentemente, o hidrogênio emergiu como uma alternativa-chave para reduzir emissões de carbono, porém sua consolidação como vetor energético requer amplos investimentos e políticas nacionais capazes de implementar e escalar a sua indústria no curto, médio e longo prazos. O mesmo se aplica à criação de um mercado global de H₂ verde (H₂V), com impactos geopolíticos que poderão favorecer regiões, como MENA, América Latina, Austrália e Península Ibérica, que podem emergir como principais exportadores, enquanto

a Europa Central, o Japão, a Coreia e a China poderiam emergir como importadores (GOLDMAN SACHS RESEARCH, 2022).

A cadeia de valor do hidrogênio, desde a geração de energia até o consumo final, mostrada na Figura 7.1, apresenta grande complexidade, em virtude de demandar investimentos em P&D em praticamente todos os seus elos, o que requer um entendimento de todos os atores que dela participam, como o Poder Público, a universidade, a indústria e os consumidores finais. Essa sinergia entre os atores é primordial para a concepção de políticas públicas e de mecanismos de financiamento condizentes com a realidade local.

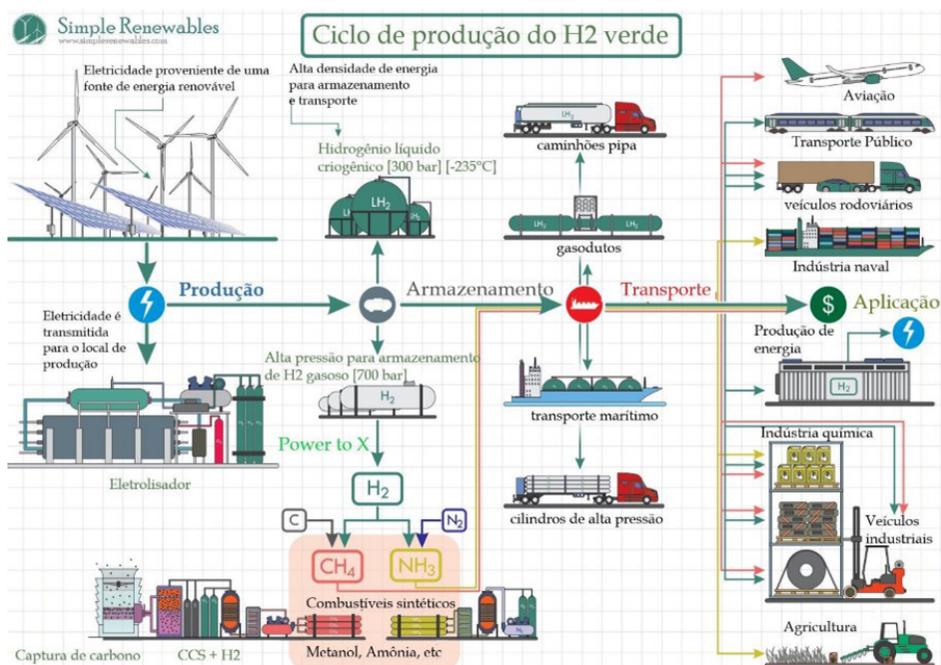


Figura 7.1 – Cadeia de valor do hidrogênio verde da produção ao uso final.

Fonte: SIERRA, 2022.

No que diz respeito aos custos, o custo de produção do hidrogênio ainda é considerado alto diante dos combustíveis a serem substituídos. Para o custo final ao consumidor, devem ser acrescentados os custos de logística, que ainda é incipiente e elevado. Assim, estão sendo consideradas outras formas de transporte, que envolvem o emprego de substâncias ou materiais que armazenam o H₂ e o liberam no local do uso final. Este é o caso da agregação do hidrogênio a outras substâncias líquidas com moléculas maiores, como a amônia e os carreadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHC).

A formatação pelos diversos países e blocos econômicos de planos de ação (*Roadmaps*) e políticas públicas para esse setor, em função de suas potencialidades e de seus interesses, objetiva incentivar os investimentos em tecnologia para a cadeia de valor do H₂, desde a fase de pesquisa, passando pelos projetos-pilotos até a estruturação de projetos de maior porte, o que já se verifica atualmente. Assim, procura-se conferir segurança aos investidores, com suporte financeiro aos projetos e ações para a construção de arcabouço regulatório adequado, como o desenvolvimento de mecanismos de certificação, estímulo à comercialização do H₂, iniciativas com garantia de paridade de preços diante dos combustíveis fósseis, mais especificamente o gás natural.

Em um movimento tardio em relação aos outros potenciais exportadores, o Brasil iniciou o desenvolvimento de seu arcabouço de Políticas Públicas em 2021 (Programa Nacional do Hidrogênio – PNH2). Esse programa federal considera a diversidade de fontes energéticas no país e alternativas tecnológicas disponíveis ou potenciais, a busca de sinergias e articulação com outros países e a descarbonização da economia (CNPE, 2022).

A regulação do setor, ainda em desenvolvimento, deverá contemplar, dentre suas diretrizes, a implementação do mercado de crédito de carbono como pilar para incentivar a descarbonização de segmentos da indústria. Nesse sentido, pode-se citar a experiência existente no setor mobilidade com o crédito de descarbonização (CBIO), um dos instrumentos adotados pela Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), como ferramenta para o atingimento das obrigações assumidas pelo Brasil na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015 (COP 21).

Deve-se destacar que o Brasil já atua em atividades de P&D de Hidrogênio desde o início deste século. O levantamento feito no âmbito deste projeto verificou a existência de 14 centros de pesquisa em cinco estados e três regiões da Federação (Nordeste, Sudeste e Sul). Os acadêmicos localizam-se em todas as regiões do país (45%, 24% e 22% nas regiões Sudeste, Nordeste e Sul, respectivamente), com atividades orientadas para a integralidade da cadeia de valor de H₂. O levantamento de empresas resultou na identificação de um amplo leque de atores, categorizados em diferentes setores de atuação, entre os quais: agronegócio, alimentação, catalisadores, cimento, eletricidade (geração/distribuição), distribuidor de gás natural, fertilizante, mobilidade, siderurgia, vidro, entre outros.

Ainda no contexto dos investimentos em P&D, destaca-se a plataforma desenvolvida no projeto da Energy Assets do Brasil, que permitirá aos usuários visualizar, baixar e analisar a produção de hidrogênio, recursos e dados

de infraestrutura espacial de forma dinâmica, contribuindo para o estudo técnico, econômico-financeiro e ambiental do ciclo de produção do H₂ no Brasil, desde a geração da energia necessária aos sistemas de produção de H₂ até a entrega do produto ao usuário final por vias terrestres. A partir de *softwares* comerciais preexistentes, a plataforma é capaz de fornecer mapas georreferenciados do potencial de produção de hidrogênio por energias renováveis e derivados, permitindo ao usuário a utilização de dois ambientes integrados:

- Mapeamento do potencial de produção de hidrogênio a partir da eletrólise com energia renovável, complementada por mapas coletados na literatura existente. Permite a identificação de localizações de interesse para o mercado de hidrogênio no Brasil e, assim, a prospecção dos locais mais apropriados para implantação de empreendimentos de hidrogênio.
- Simulação de casos específicos de produção de hidrogênio, gerando resultados técnicos, econômico-financeiros e ambientais através de modelo construído.

Em adição, enfatiza-se que os diversos capítulos deste livro mostram que a economia do H₂ se encontra em evolução, apresentando avanços constantes nos últimos anos, o que demanda um acompanhamento frequente e atento ao assunto, em seus diversos aspectos – tecnológico, regulatório, de políticas públicas, de modelagem de negócios e de financiamento. Um indicador dessa evolução e seu espraiamento pela economia mundial é o fato de que, desde setembro de 2021, nove novos *Roadmaps* foram lançados, totalizando 26, em setembro de 2022 (IEA, 2022).

Essa evolução vem sendo acelerada, em função do agravamento dos fenômenos climáticos em todo o planeta e, mais ainda, nos últimos meses, em decorrência da situação geopolítica internacional que intensificou as tensões sobre o fornecimento de energia fóssil, em particular de gás natural na Europa. Assim, questões como a competitividade em custos do H₂ verde em relação a outros combustíveis deixaram de ser tão relevantes diante da urgência de implantação de novas soluções energéticas. Essa urgência resultou na aprovação de novas políticas públicas pela União Europeia, nas quais tanto o H₂ verde quanto o de baixo carbono têm grande importância.

Nesses termos, foi lançado, em maio de 2022, o REPowerEU (EC, 2022c), que estabelece uma série de medidas para reduzir rapidamente a dependência dos combustíveis fósseis russos e acelerar a transição verde, ao mesmo tempo que aumenta a resiliência do sistema energético da UE. As medidas estabelecidas para o curto prazo incluem investimentos adicionais de € 210

bilhões, até 2027, e preveem a diversificação das formas de energia, para garantir suprimentos alternativos aos combustíveis fósseis, incluindo a rápida implantação de projetos de energia solar e eólica combinados com a implantação de hidrogênio renovável.

Ressalta-se que a aprovação de projetos de H₂ de maior escala até o fim do ano, o aumento da produção de biometano e a substituição dos combustíveis fósseis na indústria e no transporte estão incluídos nas medidas apontadas pelo REPowerEU. Além disso, nesse ano, a EU também aprovou a flexibilização das regras de adicionalidade para produção do hidrogênio verde, que tornava obrigatório que toda eletricidade renovável utilizada para produção do energético viesse de fontes dedicadas (EPBR, 2022b).

De forma aderente ao REPowerEU, a Comissão Europeia vem aprovando, ao abrigo das regras da UE para auxílios dos Estados-Membros, projetos com a designação “Importante projeto de interesse comum europeu” (*Important Projects of Common European Interest - IPCEI*) para incentivar o desenvolvimento de projetos de H₂. Os IPCEIs são projetos aprovados pela União Europeia e considerados chaves para o crescimento econômico, geração de empregos ou competitividade da Europa. São geralmente projetos difíceis de financiar, por conta de riscos tecnológicos ou financeiros.

Em julho de 2022, a EU aprovou o IPCEI “Hy2Tech”, focado no desenvolvimento de novas tecnologias para a produção, armazenamento, transporte e distribuição de H₂, bem como aplicações no setor de mobilidade. Esse projeto foi elaborado e notificado conjuntamente por 15 estados-membros (Áustria, Bélgica, República Tcheca, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Itália, Holanda, Polônia, Portugal, Eslováquia e Espanha), que fornecerão até 5,4 bilhões de euros em financiamento público, o que deverá desbloquear 8,8 bilhões de euros adicionais em investimentos privados. No âmbito desse IPCEI, 35 empresas com atividades em um ou mais estados-membros, incluindo pequenas e médias empresas (PME) e *startups*, participarão em 41 projetos (EC, 2022a).

Em setembro de 2022, a Comissão aprovou o IPCEI “Hy2Use”, que envolve 29 empresas e 35 projetos de 13 estados-membros (Áustria, Bélgica, Dinamarca, Eslováquia, Espanha, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Itália, Polônia, Portugal e Suécia). Eles fornecerão até 5,2 bilhões de euros em financiamento público, o que deverá desbloquear 7 bilhões de euros adicionais em investimentos privados.

Esse novo projeto complementa o IPCEI “Hy2Tech” e visa acelerar a oferta de H₂ verde e de baixo carbono e permitir o desenvolvimento e a primeira implantação industrial de tecnologias de H₂ em outros setores industriais,

como cimento, aço e vidro. Os investimentos aprovados no Hy2Use IPCEI permitirão construir uma nova capacidade de eletrólise de cerca de 3,5 GW resultando em uma produção de aproximadamente 340 mil toneladas de H₂ renovável e de baixo carbono por ano (EC, 2022b).

Ainda no âmbito das medidas de aceleração do H₂, a Comissão Europeia propõe a criação de uma parceria global de H₂ para criar segurança de investimento e oportunidades de negócio para a produção europeia e mundial de hidrogênio renovável. Essas parcerias atuarão, também, na importação de H₂ renovável de países terceiros. Pode-se citar, nesse sentido, o leilão de compra de H₂ em desenvolvimento pela H2Global, que prevê a compra de H₂, com previsão de entrega a partir de 2023 sob a forma de amônia, metanol ou e-querosene verde. A utilização dessas substâncias, cujo manuseio, transporte e armazenamento envolvem práticas já conhecidas, agiliza o processo de entrega, evitando a dependência de pesquisa tecnológica de meios de transportá-lo puro (BMWK, 2022).

Com motivação um pouco diferente, foi lançado, em agosto de 2022, um pacote de medidas nos Estados Unidos – Lei de Redução da Inflação de 2022 – que prevê uma série de incentivos tributários que, em conjunto, desempenham um papel central na redução das emissões de GEE, objetivando, além da redução da inflação, posicionar a economia dos EUA para cumprir as metas de descarbonização de 2035 e 2050 (US CONGRESS, 2022).

Verifica-se que, em um período de cinco meses, o lançamento de políticas públicas abrangentes na União Europeia e, também, nos Estados Unidos, disponibilizaram vultosas somas de recursos para garantir a implementação de um novo viés energético, notadamente em relação às energias renováveis e ao hidrogênio. Pode-se concluir que o desenvolvimento da economia do Hidrogênio, aliado a um maior impulso nas fontes renováveis de energia, vem sendo compreendido como uma questão estratégica, não somente pela descarbonização, mas também por segurança energética, principalmente para a Europa, o que, pela grande importância desse bloco econômico, tem o poder de impactar de forma significativa a economia mundial.

Em uma realidade diferente da vivida pela Europa, o Brasil apresenta posição favorável para se tornar um *hub* de exportação calcado no desenvolvimento do mercado local (mobilidade, produção de fertilizantes, siderurgia, petroquímica e indústria de cimento, entre outras), devido ao porte de sua economia, à estabilidade do marco jurídico do setor elétrico, bem como às suas características climáticas e geográficas, marcadas pelas altas incidências solares e eólicas. Assim, uma série de iniciativas se destacam, contemplando planos de plantas de Hidrogênio no Porto do Pecém (EDP, já em

implantação, e Prumo) e AES, no Porto do Açú (Fortescue e Equinor ASA) e em Camaçari (Unigel), entre outros. A dinâmica de novas iniciativas e projetos observada internacionalmente se aplica também ao cenário nacional, o que levou a Confederação Nacional da Indústria (CNI) a propor a criação de um Observatório da Indústria para o Hidrogênio Sustentável para acompanhar o setor.

O estado da arte apresentado neste livro permite apontar perspectivas para o cenário nacional e recomendações visando acelerar e fortalecer o desenvolvimento da cadeia do hidrogênio de baixo impacto ambiental no país, alinhadas com os eixos e objetivos do PNH2. Em primeiro lugar, é importante aumentar a visibilidade e o grau de conhecimento da sociedade, em particular da indústria, sobre o hidrogênio, assim como a integração ao planejamento de longo prazo do setor energético. Por esses motivos, o governo brasileiro, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e de outras instâncias governamentais, de entidades de classe como a CNI, de fabricantes de insumos agrícolas, de universidades e centros de pesquisa, tem procurado identificar e quantificar a demanda, a oferta e o potencial existente para aprimorar a modelagem do planejamento energético nacional, visando desenvolver estudos técnicos, econômico-financeiros e ambientais, para avaliar o real potencial e a viabilidade da descarbonização.

No que trata dos aspectos de regulação e políticas públicas, é primordial cultivar as potenciais sinergias com as demais políticas públicas, planos e programas, principalmente os relacionados às mudanças climáticas e os potenciais mercados do hidrogênio. Nessa linha, podem ser citados o RenovaBio e o Plano Nacional de Fertilizantes.

No caminho para atingir a maturidade da Economia do Hidrogênio no cenário nacional, uma etapa intermediária consiste em estabelecer metas para projetos-piloto, com foco na produção de hidrogênio tanto para o mercado interno quanto para a exportação, considerando seu uso energético e como matéria-prima. Uma solução apontada pela CNI é a elaboração de um Programa Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento em Hidrogênio Sustentável, que se baseia na elaboração de um portfólio de projetos estratégicos com a participação de empresas. Para garantir o financiamento, verbas de P&D geridas pela ANEEL e pela ANP e linhas de crédito ou uso do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) da FINEP serão recursos estratégicos.

A estruturação de uma cadeia de valor do hidrogênio competitiva com uma política industrial sob medida promoveria a geração de empregos e a disponibilização de uma nova *commodity* para tornar os setores energético

e industrial nacional mais competitivo dentro e fora das fronteiras. Nesse contexto, os bancos de desenvolvimento (como o BNDES) serão primordiais para contornar os gargalos em toda a cadeia do hidrogênio, por meio de linhas de ação dedicadas ao hidrogênio. Semelhantemente ao histórico de desenvolvimento de fontes renováveis, como energias eólica e solar, a criação de incentivos para substituição de H₂ cinza por H₂ sustentável pelos atuais consumidores de hidrogênio (refino, amônia e fertilizantes) pode criar a dinâmica necessária ao crescimento do setor, com uma força motriz do lado da demanda.

Adicionalmente, uma alavanca para o setor consiste na capacitação de recursos humanos qualificados para atuar em todas as etapas da cadeia do hidrogênio. Iniciativas já existem, mas precisam ser melhores distribuídas no país e atingir um público mais amplo, contribuindo para a aceitação pela sociedade desse vetor energético. O país possui um arcabouço existente de infraestruturas e órgãos de fomento para viabilizar essa difusão, como a rede de escolas técnicas federais e do Serviço Nacional de Aprendizagem Nacional (SENAI), além das instituições de financiamento de pesquisa e formação de recursos humanos (CNPq, CAPES e fundações estaduais de amparo à pesquisa, PRH-ANP).

Por fim, uma das chaves para o desenvolvimento da economia do hidrogênio no cenário nacional, apontado na literatura e pela percepção dos atores do setor, é a implementação de um instrumento de precificação ou do mercado de crédito de carbono como pilares para incentivar a descarbonização de segmentos da indústria. Nesse sentido, pode-se citar a experiência existente com o CBIO, um dos instrumentos adotados pela RenovaBio como ferramenta para o atingimento das obrigações assumidas pelo Brasil na COP 21. A quantidade de CBIO é calculada através de uma ferramenta de cálculo da intensidade de carbono de biocombustíveis por rota, chamada planilha RenovaCalc. Assim, um mecanismo semelhante, com base no conceito de análise de ciclo de vida (ACV) e das emissões associadas, precisa ser desenvolvido no que trata das rotas de hidrogênios, em particular o hidrogênio verde. A análise ambiental apresentada na plataforma desenvolvida nesse projeto contribui para esse processo. Porém, a experiência adquirida desde 2017, em particular no último ano, mostra que esse título pode estar sujeito a movimentos especulativos, independente das políticas públicas que o sustentam, necessitando ajustes no mecanismo de cálculo para manter o benefício de tal mecanismo.

Em conclusão, a Economia do Hidrogênio no Brasil ainda precisa amadurecer para se tornar plenamente uma realidade, mas o país dispõe de uma

quantidade de recursos naturais, de uma *expertise* em política de desenvolvimento de projetos de novas tecnologias, uma malha industrial e um potencial de formação de profissionais qualificados permitindo esse desenvolvimento no médio prazo. Assim, com a articulação adequada e os esforços dos diferentes atores, essa *commodity* representa uma oportunidade descarbonizada para transformar profundamente o Brasil, haja vista que o país pode ser um dos principais atores mundiais do hidrogênio, fortalecendo a sua economia por meio da indústria, descarbonizando ainda mais a sua matriz energética e mostrando o caminho para outras nações do mundo.

Referências Bibliográficas

- ABDIN, Z.; ZAFARANLOO, A.; RAFIEE, A.; MÉRIDA, W.; LIPINSKI, W.; KHALILPOUR K. R. Hydrogen as an energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 120, 109620, 2019.
- ABH2 – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO HIDROGÊNIO. *Sobre*. Site oficial. Disponível em: <https://abh2.org/sobre>. Acesso em: 21 ago. 2020.
- ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMA TÉCNICA. *ABNT/CEE-067-Comissão de estudo especial de tecnologias de hidrogênio, 2021*. Disponível em: <http://www.abnt.org.br/cee-67>. Acesso em: 5 mar. 2021.
- ABRAPCH – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS PCH E CGH. *Itaipu aprova testes de unidade piloto de hidrogênio*. 2016. Disponível em: <https://abrapch.org.br/2016/02/18/itaipu-aprova-testes-de-unidade-piloto-de-hidrogenio/>. Acesso em: 21 ago. 2020.
- ABREN – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA DE RESÍDUOS. *Sobre nós*. Site oficial. 2021. Disponível em: <https://abren.org.br/sobre-a-abren/>. Acesso em: 5 mar. 2021.
- ACAR, C.; DINCER, I. Review and evaluation of hydrogen production options for better environment. *Journal of Cleaner Production*, v. 218, p. 835-849, 2019.
- AEMO – AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. *Fact Sheet – The National Energy Market*. 2020. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2021.
- AEMO – AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. *Fact Sheet – The Wholesale Electricity Market (Western Australia)*. 2017. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/wholesale-electricity-market-fact-sheet.pdf?la=en&hash=ED1512DAF6230ABBA3008B1954AB46A5>. Acesso em: 10 fev. 2021.
- AES BRASIL. *AES Tietê investe em projeto de P&D ANEEL para geração de energia com hidrogênio*. 2020. Disponível em: <https://www.aesbrasil.com.br/pt-br/aes-tiete-investe-em-projeto-de-pd-aneel-para-geracao-de-energia-com-hidrogenio-0>. Acesso em: 17 mar. 2021.
- AETOSWIRE. *DEWA Innovation Centre and 800MW 3rd phase of the Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park inaugurated*. 2020. Disponível em: <https://www.aetoswire.com/news/12398/em>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- AFP. Região japonesa de Fukushima aposta em futuro renovável após desastre nuclear. *Isto é Dinheiro*, 9 mar. 2022. Disponível em: <https://www.istoedinheiro.com.br/regiao-japonesa-de-fukushima-aposta-em-futuro-renovavel-apos-desastre-nuclear/>.
- AGHAHOSSEINI, A.; BOGDANOV, D.; BREYER, C. Towards sustainable development in the MENA region: Analysing the feasibility of a 100% renewable electricity system in 2030. *Energy Strategy Reviews*, v. 28, 100466, 2020.

AHK RIO – Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro. *Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro*. 2021a. Disponível em: https://mediafra.admiral-cloud.com/customer_609/a37a6e84-d380-45fd-abe5-a812aebfe505?response-content-disposition=inline%3B%20filename%3D%22Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f.pdf%22&Expires=1664946299&Key-Pair-Id=APKAI2N3YMVS7R4AXMPQ&Signature=CPGbwMXvTT6TU9018Qe-X9tNEwH8GB6Pnge95-osAuiU0DiRWWUrXRZXTG6lhiID5k8Cj36AMl-lxxeIaVw-sVtKCIQ-dwjS-8WPAgFcn8N7sRTMUC11T8EhRxsxjg-mi7sgh2oPchcKqXaSZNpkx000-K4Sc2difSdXTUjjpgn9EO-XpzTYdzq-v8oJ7NKQAYbDvOaLMDzg0gJieRil3DUK90QRz-pLdGbMUYOhp9mY5JCOWfi08W1gdAaTrFxKN5zEjzDBUY7dkYlins80WYjwZNNsFGHZUTs-CkfucAgFhL-dUBvB5vmO3W2-5L3JD0Hi3RB-2C13cT07OrgGuBjgg__. Acesso em: 10 fev. 2021.

AHK RIO – Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro. *Hidrogênio*. Disponível em: <https://brasilien.rio.ahk.de/pt/translate-to-portugues-umweltsektor/translate-to-portugues-energiewende/hidrogenio>. 2021. Acesso em: 10 fev. 2021.

AHMADI, P.; KJEANG, E. Realistic simulation of fuel economy and life cycle metrics for hydrogen fuel cell vehicles. *International Journal of Energy Research*, v. 41, p. 714-727, 2016.

AKIN GUMP. *The Emerging Hydrogen Economy: Regulation, Policy and Industry Update*. 2020. Disponível em: <https://www.akingump.com/en/experience/industries/energy/speaking-energy/the-emerging-hydrogen-economy-regulation-policy-and-industry-update.html>.

ALENCAR, R. S. D. *Localização de armazéns: estudo de caso em uma empresa do setor de fertilizantes*. Projeto Final (Bacharelado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal Fluminense, 2017. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/3715>.

ALSTOM. *Alstom Coradia iLint – the world's 1st hydrogen powered train*. 2021. Disponível em: <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/coradia-ilint-worlds-1st-hydrogen-powered-train>. Acesso em: 15 mar. 2021.

ALVARO, V. *Hidrogênio: PTI reforça atuação e participa do maior evento global sobre o tema*. 2018. Disponível em: <https://webradioagua.pti.org.br/2018/10/31/hidrogenio-pti-reforca-atuacao-e-participa-do-maior-evento-global-sobre-o-tema/>. Acesso em: 10 fev. 2021.

ALVES, H. J.; BLEY JUNIOR, C.; NIKLEVICZ, R. R.; FRIGO, E. P.; FRIGO, M. S.; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Overview of hydrogen production technologies from biogas and the applications in fuel cells. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 38, n. 13, p. 5215-5225, 2013.

AMELANG, S. *Journalism for the Energy Transition – German Hydrogen Strategy Aims for Global Leadership in Energy Transition*. 2020. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/news/german-hydrogen-strategy-aims-global-leadership-energy-transition>. Acesso em: 2 fev. 2021.

ANDERSSON, J., GRÖNKVIST, S. Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 23, p. 11901-11919, 2019.

ANDIFES – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS DIRIGENTES DAS INSTITUIÇÕES FEDERAIS DE ENSINO SUPERIOR. *UFC – Pesquisadores geram hidrogênio a partir do esgoto*. 2019. Disponível em: <https://www.andifes.org.br/?p=81798>. Acesso em: 21 ago. 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *ANEEL participa do lançamento da Frente Parlamentar de Energia Renovável*. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/21760653. Acesso em: 22 mar. 2021.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021*. ANP: Superintendência de Desenvolvimento e Produção, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 5 out. 2022.

APPUNN, Kerstine. Understanding the European Union's Emissions Trading System (EU ETS) 2021. Clean Energy Wire CLEW. Disponível em: ARAMCO. World's first blue ammonia shipment opens new Route to a sustainable future. ARAMCO, 27 set. 2020. Disponível em: <https://www.aramco.com/en/news-media/news/2020/first-blue-ammonia-shipment>.

APROBIO – ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE BIOCOMBUSTÍVEIS DO BRASIL. *Ceará deve produzir combustível sustentável para aviação*. 2020. Disponível em: <https://aprobio.com.br/noticia/ceara-deve-produzir-combustivel-sustentavel-para-aviacao>. Acesso em: 22 mar. 2021.

ARAÚJO, B. P.; WILLCOX, L. D. Reflexões críticas sobre a experiência brasileira de política industrial no setor eólico. 2018. *BNDES Setorial*, Rio de Janeiro, n. 47, p. [163]-220, mar. 2018. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/15360>. Acesso em: 9 fev. 2021.

ARENA – Australian Renewable Energy Agency. General Funding Strategy, 2021/2 – 2023/4. 2021. Disponível em: <https://arena.gov.au/assets/2021/09/2021-22-to-2023-24-arena-general-funding-strategy.pdf>.

ARENA. *Australia's first large scale hydrogen plant to be built in Pilbara*. 2021. Australian Government. Disponível em: <https://arena.gov.au/news/australias-first-large-scale-hydrogen-plant-to-be-built-in-pilbara/>.

ARENA. *Australian Renewable Energy Agency Annual Report 2019-2020*. 2021. Transparency Portal, Australian Government. Disponível em: <https://www.transparency.gov.au/annual-reports/australian-renewable-energy-agency/reporting-year/2019-20-60>.

ARUP. *Five Minute Guide to Hydrogen*. 2016. Disponível em: <https://www.arup.com/perspectives/publications/promotional-materials/section/five-minute-guide-to-hydrogen>. Acesso em: 5 mar. 2021.

ASHRAFI, Z. N.; GHASEMIAN, M.; SHAHRESTANI, M. I.; KHODABANDEH, E.; SEDAGHAT, A. Evaluation of hydrogen production from harvesting wind energy at high altitudes in Iran by three extrapolating Weibull methods. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 43, n. 6, p. 3110–3132, 2018.

ASIA, N. Japonesa Chiyoda cria transporte de hidrogênio em temperatura ambiente. *Valor Econômico*. 2021. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/02/03/japonesa-chiyoda-cria-transporte-de-hidrogênio-em-temperatura-ambiente.ghtml>. Acesso em: 3 fev. 2021.

AUSFELDER, F.; BEILMANN, C.; BERTAU, M. *et al.* Energy Storage as Part of a Secure Energy Supply. *ChemBioEng Reviews*, v. 4, n. 3, p. 144-210, 2017.

AUSTRALIA – AUSTRALIAN TRADE AND INVESTMENT COMMISSION. *Australia exports world's first shipment of liquified hydrogen to Japan*. 2022. Disponível em: <https://www.austrade.gov.au/international/invest/investor-updates/australia-exports-world-s-first-shipment-of-liquified-hydrogen-to-japan>.

AUSTRALIAN GOVERNMENT DEPARTMENT OF INDUSTRY, SCIENCE, ENERGY AND RESOURCES. *A Hydrogen Guarantee of Origin scheme for Australia*. 2021. Disponível em: <https://consult.dceew.gov.au/hydrogen-guarantee-of-origin-scheme>

AUSTRALIAN GOVERNMENT. *Australian Energy Update 2022*. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water, September, Canberra, 2022. Disponível em: <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-data/australian-energy-statistics>

AZEVEDO, J. H. P. *Avaliação técnica, econômica e ambiental georreferenciada de sistemas fotovoltaicos*. 2019. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica- Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

B3. Série histórica – CBIO – Crédito de descarbonização – Volume Negociado. Disponível em: http://estatisticas.cetip.com.br/astec/series_v05/paginas/lum_web_v05_series_introducao.asp?str_Modulo=Ativo&int_Idioma=1&int_Titulo=6&int_NivelBD=2/. Acesso em: 2 jun. 2022.

Ball, M.; Wietschel, M. The Future of Hydrogen-Opportunities and Challenges. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 34, p. 615-627, 2009.

- BALL, M.; WIETSCHER, M.; RENTZ, O. Integration of a hydrogen economy into the German energy system: an optimising modelling approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 32, n. 10-11, p. 1355-1368, 2007.
- BARTELS, J. R. *A feasibility study of implementing an Ammonia Economy*. 2008. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Mecânica – Iowa State University. Disponível em: <https://lib.dr.iastate.edu/etd/11152>. Acesso em: 15 mar. 2021.
- BARTLETT, J.; KRUPNICK, A. *The potential of hydrogen decarburization on reducing emissions in iron and steel production*. 2021. Disponível em: <https://www.resources.org/common-resources/the-potential-of-hydrogen-for-decarbonization-reducing-emissions-in-iron-and-steel-production/>. Acesso em: 5 mar. 2021.
- BAUER, C.; HOFER, J.; ATHAUS, H. J.; DUCE, A. D.; SIMONS, A. The environmental performance of current and future passenger vehicles: Life cycle assessment based on a novel scenario analysis framework. *Applied Energy*, v. 157, p. 871-883, 2015.
- BAUFUMÉ, S.; GRÜGER, F.; GRUBE, T.; KRIEG, D.; LINSSEN, J.; WEBER, M.; HAKE, J-F.; STOLTEN, D. GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 38, n. 10, p. 3813-3829, 2013.
- BEIS – Department for Business, Energy and Industrial Strategy. *Hydrogen transport and storage infrastructure*. A consultation on business model designs, regulatory arrangements, strategic planning and the role of blending. Hydrogen Networks and Markets team Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022.
- BICER, Y.; DINCER, I. Clean fuel options with hydrogen for sea transportation: A life cycle approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 43, p. 1179-1193, 2018.
- BICER, Y.; KHALID, F. Life cycle environmental impact comparison of solid oxide fuel cells fueled by natural gas, hydrogen, ammonia and methanol for combined heat and power generation. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 3670-3685, 2020.
- BMF – BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN. *Deutscher Aufbau- und Resilienzplan (DARP)*. 2021. Disponível em: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Europa/DARP/deutscher-aufbau-und-resilienzplan.html>. Acesso em: 27 abr. 2021.
- BMWI. Energy Partnerships and Energy Dialogues. *2019 Annual Report*. Berlin: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2020.
- BMWK – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. *H2Global Term Sheet: Hydrogen Purchase Agreements (Draft 7 July 2022)*. 2022. Disponível em: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/h2global/draft-term-sheet-hpa-market-consultation-h2global.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Acesso em: 5 out. 2022.
- BMWK – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. *New hydrogen task force: Germany and United Arab Emirates to expand bilateral energy partnership*, 2021. Disponível em: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2021/11/20211102-new-hydrogen-task-force-germany-and-united-arab-emirates-to-expand-bilateral-energy-partnership.html>
- BMWK – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. *The National Hydrogen Strategy*. 2020. Disponível em: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>. Acesso em: 18 fev. 2021.
- BNB – Banco do Nordeste. *FNE Inovação – Crédito para Investimento – Produtos e Serviços*. 2022. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne-inovacao>. Acesso em: 24 nov. 2022.
- BNB – Banco do Nordeste. *FNE Verde – Crédito para Investimento – Produtos e Serviços*. Portal Banco do Nordeste (bnb.gov.br). 2022. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne-verde>. Acesso em: 24 nov. 2022.

- BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *Debêntures Corporativas* – BNDES Debêntures Plano de Negócios. 2022. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/mercado-de-capitais/titulos-de-divida-corporativa/debentures-corporativas>
- BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *Finem* – Crédito para projetos Direto. 2022. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/bndes-finem> BNDES Crédito para projetos Direto
- BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *Funtec* – Fundo de desenvolvimento técnico-científico – Apoio à Inovação. 2022. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-funtec>
- BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *Fundo Clima* – Subprograma Gestão e Serviços de Carbono. 2022. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima-gestao-servicos-carbono>. Acesso em: 19 maio 2022.
- BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *Regulamento Setorial para o Credenciamento de Sistemas Estacionários de Armazenamento de Energia com Baterias e com Hidrogênio no âmbito do CFI do Sistema BNDES*. 2022. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/1c09a756-f3ae-42bb-abdc-9629deda29c0/Regulamento+Setorial+para+Armazenamento+de+Energia.pdf?MOD=AJPERES&CVID=o4BFZ5Z>. Acesso em: 19 maio 2022.
- BNDES Funtec – Fundo de desenvolvimento técnico-científico – BNDES Apoio à Inovação, 2022b.
- BNEF – BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. *ClimateScope – Emerging Markets Outlook 2020*. 2020. Disponível em: <https://global-climatescope.org/downloads/climatescope-2020-report-en.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2021.
- BOLSTAD, P. *GIS Fundamentals: A First Text on Geographic Information Systems* – Sixth edition. XanEdu Publishing Inc., 2019.
- BRANDON, N. P.; KURBAN, Z. *Clean energy and the hydrogen economy*. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, v. 375, n. 2098, 20160400, 2017.
- BRISTOWE, G.; SMALLBONE, A. The Key Techno-Economic and Manufacturing Drivers for Reducing the Cost of Power-to-Gas and a Hydrogen-Enabled Energy System. *Hydrogen*, v. 2, n. 3, p. 273-300, 2021.
- BRUCE, S.; TEMMINGHOFF, M.; HAYWARDSCHMIDT, E.; MUNNINGS, C.; PALFREYMAN, D.; HARTLEY, P. *National Hydrogen Roadmap*, 2018. CSIRO, Australia.
- CANALENERGIA. *Energix assina com Ceará memorando para projeto de hidrogênio verde de US\$ 5,4 bi*. Agência CanalEnergia, 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53165231/energix-assina-com-ceara-memorando-para-projeto-de-hidrogenio-verde-de-us-54-bi>. Acesso em: 3 mar. 2021.
- CANALENERGIA. *Furnas começa produção de hidrogênio na UHE Itumbiara*. Agência CanalEnergia, 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53166122/furnas-comeca-producao-de-hidrogenio-na-uhe-itumbiara>. Acesso em: 11 mar. 2021.
- CANDELARESI, D.; VALENTE, A.; IRIBARREN, D.; DUFOUR, J.; SPAZZAFUMO, G. Comparative life cycle assessment of hydrogen fuelled passenger cars. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, 35961-35973, 2021.
- CANTARINO, V. B. *O hidrogênio no contexto da transição energética: uma análise da estratégia da Austrália no horizonte de 2020 a 2050*. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Triângulo Mineiro, 2021.

- CARFANTAN, J. Y. *Um “gás” para o agronegócio brasileiro*. 2012. Disponível em: https://www.agro-link.com.br/colunistas/coluna/um--gas--para-o-agronegocio-brasileiro_386536.html. Acesso em: 5 out. 2022.
- CARNEIRO, M. L. N. M.; PRADELLE, F.; BRAGA, S. L.; GOMES, M. S. P.; MARTINS, A. R. F. A.; TURKOVICS, F.; PRADELLE, R. N. C. Potential of biofuels from algae: Comparison with fossil fuels, ethanol and biodiesel in Europe and Brazil through life cycle assessment (LCA). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 73, p. 632-653, 2017.
- CDMF – CENTRO DE DESENVOLVIMENTO DE MATERIAIS FUNCIONAIS. *Brasil prepara-se para iniciar produção de hidrogênio verde*. 2022. Disponível em: <http://cdmf.org.br/2022/04/07/brasil-prepara-se-para-iniciar-producao-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 5 out. 2022.
- CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Cepel é parceiro de Furnas em projeto de armazenamento de energia associado à geração hidráulica e fotovoltaica na UHE Itumbiara*. 2021. Disponível em: <http://www.cepel.br/2021/04/13/cepel-e-parceiro-de-furnas-em-projeto-de-armazenamento-de-energia-associado-a-geracao-hidraulica-e-fotovoltaica-na-uhe-itumbiara/>. Acesso em: 24 set. 2021.
- CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Eletrobras, Cepel e Siemens Energy assinam memorando sobre hidrogênio verde*. 2021. Disponível em: http://www.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/eletrobras-cepel-e-siemens-energy-assinam-memorando-sobre-hidrogenio-verde.htm. Acesso em: 24 set. 2021.
- CEREZO, F. “Producción de hidrógeno verde: comparativa de la viabilidad técnica y económica de energía eólica onshore y offshore.” Gómez-Acebo, T. (dir.). Trabajo Fin de Máster. Universidad de Navarra, Pamplona, 2022.
- CERTIFHY. *CertifHy Scheme*. 2022. Disponível em: <http://www.certifhy.eu/>
- CERTIFHY. *Developing the 1st EU-wide Guarantee of Origin scheme for Premium Hydrogen*. 2016. Disponível em: <https://www.hinicio.com/file/2017/01/CertifHyPresentation-short-final.pdf>
- CGEE – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. *Hidrogênio energético no Brasil*. Subsídios para políticas e competitividade: 2010-2025. Série Documentos Técnicos nº 07. 2010. Disponível em: https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Hidrogenio_energetico_completo_22102010_9561.pdf/367532ec-43ca-4b4f-8162-acf8e5ad25dc?version=1.3. Acesso em: 7 mar. 2021.
- 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.
- CHAPMAN, A.; ITAOKA, K.; HIROSE, K.; DAVIDSON, F. T.; NAGASAWA, K.; LLOYD, A. C.; WEBBER, M. E.; KURBAN, Z.; MANAGI, S.; TAMAKI, T.; LEWIS, M. C.; HEBNER, R. E.; FUJII, Y. A review of four case studies assessing the potential for hydrogen penetration of the future energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 13, p. 6371-6382, 2019.
- CHI, J.; YU, H. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *Chinese Journal of Catalysis*, v. 39, n. 3, p. 390-394, 2018.
- CHINTALA, V.; SUBRAMANIAN, K. A. A Comprehensive Review on Utilization of Hydrogen in a Compression Ignition Engine Under Dual Fuel Mode. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 70, p. 472-491, 2017.
- CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING (Clean Hydrogen JU). ANNEX to GB decision no Clean-Hydrogen-GB-2022-03, WORK PROGRAMME 2022. 2022. Disponível em: https://www.horizontevropa.cz/files_public/elfinder/2413/Clean%20Hydrogen%20JU%20AWP%202022.pdf

CLIMATE WATCH. Historical GHG Emissions. 2022. Washington, DC: World Resources Institute. Disponível em <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>. Acessado em 05 out. 2022.

CNE – COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. *Anuário Estadístico de Energía 2019*. 2019. Disponível em: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2020/05-mayo/cne-lanza-anuario-estadistico-de-energia-2019-con-los-datos-mas-relevantes-del-sector/>. Acesso em: 12 fev. 2021.

CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. *Hidrogênio Sustentável – Perspectivas e Potencial para a Indústria Brasileira*. 2022. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/portaldaindustria/noticias/media/filer_public/b4/73/b47388bd-e740-4df1-80a9-9b8ecbf9720f/estudo_hidrogenio_sustentavel.pdf. Acesso em: 5 out. 2022.

CNPEN – CENTRO NACIONAL DE PESQUISA EM ENERGIA E MATERIAIS. Conheça o CNPEM. Site institucional. Disponível em: <https://cnpem.br/cnpem/>. Acesso em: 12 fev. 2021.

COAG – COUNCIL OF AUSTRALIAN GOVERNMENTS. *AusH2 – Australia’s Hydrogen Opportunities Tool*. 2021. Disponível em: <https://portal.ga.gov.au/persona/hydrogen>. Acesso em: 11 fev. 2021.

COAG – COUNCIL OF AUSTRALIAN GOVERNMENTS. *Australia’s National Hydrogen Strategy*. 2019. Disponível em: <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/australias-national-hydrogen-strategy>. Acesso em: 18 fev. 2021.

COAG – COUNCIL OF AUSTRALIAN GOVERNMENTS. *Hydrogen for Australia’s future*. A briefing paper for the COAG Energy Council, 2018.

CONNELLY, E.; MELAINA, M.; PENEV, M.; MILBRANDT, A.; ROBERTS, B.; GILROY, N.; MELAINDA, M. *Resource Assessment for Hydrogen Production*. Technical Report. National Renewable Energy Laboratory, July 2020, NREL/TP-5400-77198, 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/77198.pdf>. Acesso em: 7 set. 2021.

COPPE UFRJ. *Europa começa transição para energia do Hidrogênio e Japão já utiliza a fonte em grande escala*. 2018. Disponível em: <https://coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/europa-comeca-transicao-para-energia-do-hidrogenio-e-japao-ja>. Acesso em: 22 jan. 2021.

CORREAS, L. C.; MATUTE, G.; YUSTA, J. M. Techno-economic modelling of water electrolyzers in the range of several MW to provide grid services while generating hydrogen for different applications: A case study in Spain applied to mobility with FCEVs. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 33, p. 17431-17442, 2019.

D’APRILE, P. et al. *How the European Union could achieve net-zero emissions at net-zero cost*. Chicago, IL, USA: McKinsey & Company, 2020.

DAGDOUGUI, H. *Decision support systems for sustainable renewable energy systems and hydrogen logistics: modelling, control and risk analysis*. 2011. Tese de doutorado/Thèse de doctorat – École doctorale n° 356: SMI-Sciences des métiers de l’ingénieur – Mines ParisTech. Disponível em: <https://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00679421/document>. Acesso em: 22 jan. 2021.

DAWOOD, F.; ANDA, M.; SHAFIULLAH, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 7, n. 7, p. 3847-3869, 2020.

DEHGHANIMADVAR, M.; SHIRMOHAMMADI, R.; SADEGHZADEH, M.; ASLANI, A.; GHASEMPOUR, R. Hydrogen production technologies: Attractiveness and future perspective. *International Journal of Energy Research*, v. 44, n. 11, p. 8233-8254, 2020.

DELOITTE-BALLARD. White paper: Fuel cells for fueling future mobility. *Fuel Cells Bulletin*, Volume 2020, Issue 2, February 2020, Page 12.

DENA, German Energy Agency/World Energy Council – Germany (publisher) (dena/World Energy Council – Germany, 2022), Global Harmonisation of Hydrogen Certification, Berlin 2022.

DEPARTMENT OF INDUSTRY, SCIENCE, ENERGY AND RESOURCES. *Australian Energy Update 2021*. Australian Energy Statistics, 2021, Canberra.

DFAT. *Clean hydrogen collaboration with Japan*. 2022. Disponível em: <https://www.dfat.gov.au/about-us/publications/trade-investment/business-envoy/business-envoy-february-2022/clean-hydrogen-collaboration-japan>

DII; ROLAND BERGER. THE POTENTIAL FOR GREEN HYDROGEN IN THE GCC REGION. 2021. Disponível em: <https://www.menaenergymeet.com/wp-content/uploads/the-potential-for-green-hydrogen-in-the-gcc-region.pdf>

DIMITRIOU, P.; TSUJIMURA, P. A Review of Hydrogen as a Compression Ignition Engine Fuel. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 42, n. 38, 2017.

DOE – U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Hydrogen Program Plan*. 2020. Disponível em: https://www.hydrogen.energy.gov/roadmaps_vision.html. Acesso em: 18 fev. 2021.

DOLCI, FRANCESCO *et al.* Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 23, p. 11394-11401, 2019.

DTU DATA. *Global Wind Atlas versão 3.1*. 2020. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/>. Acesso em: 17 mar. 2021.

EASTON, L. S.; FEITZ, A. J. *Australian Hydrogen Projects and Research Centres Dataset*. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.26186/140077>. Acesso em: 9 fev. 2021.

EC – EUROPEAN COMMISSION, “Fit for 55”: delivering the EU’s 2030 Climate Target on the way to climate neutrality, 2021. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021AE5481&from=EN>. Acesso em: 4 ago. 2021.

EC – EUROPEAN COMMISSION, DG Energy – Unit A4 – Energy datasheets: EU countries, 2020.

EC – EUROPEAN COMMISSION. *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. 2020b. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf. Acesso em: 11 fev. 2021.

EC – EUROPEAN COMMISSION. DGEU energy statistical pocketbook and country datasheets. 2020. Disponível em: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/87b16988-f740-11ea-991b-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-269886805>. Acesso em: 30 ago. 2021.

EC – EUROPEAN COMMISSION. *Europe Climate Law*. 2021. Disponível em: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_en. Acesso em: 30 ago. 2021.

EC – EUROPEAN COMMISSION. *European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency*, CEF Energy, 2022. Disponível em: https://cinea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility/energy-infrastructure-connecting-europe-facility-0/cross-border-renewable-energy-projects-cef-energy-new_en

EC – EUROPEAN COMMISSION. *NextGenerationEU*: European Commission endorses Germany’s recovery and resilience plan. 2021. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_3133. Acesso em: 30 ago. 2021.

EC – EUROPEAN COMMISSION. *Regulation (EU) No 1303/2013*. Disponível em: <http://data.europa.eu/eli/reg/2013/1303/oj>

EC – EUROPEAN COMMISSION. *Remarks by Executive Vice-President Vestager on Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain*. 2022. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_22_4549. Acesso em: 5 out. 2022.

EC – EUROPEAN COMMISSION. *State Aid*: Commission approves up to €5.2 billion of public support by thirteen Member States for the second Important Project of Common European Interest in the hydrogen value chain. 2022. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5676. Acesso em: 5 out. 2022.

ELETROBRAS. *Relatório de Gestão do Exercício de 2012*. Eletrobras e Cepel. 2013. Disponível em: <https://q.eletrabras.com/pt/AcessoInformacao/Relatorio-de-Gestao-Exercicio-2012.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2021.

ENERGY ICEBERG. *China Hydrogen Policy: A Summary of Provincial Plans*. 2020. Disponível em: <https://energyiceberg.com/china-hydrogen-policy-provincial-summary/>. Acesso em: 12 fev. 2021.

EPBR. *Hidrogênio verde, mas nem tanto*. 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/hidrogenio-verde-mas-nem-tanto/>. Acesso em: 5 out. 2022.

EPBR. *O plano da Austrália para o hidrogênio e as lições para o Brasil*. 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/o-plano-da-australia-para-o-hidrogenio-e-as-lico-es-para-o-brasil/>. Acesso em: 6 out. 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balço Energético Nacional 2020*. Relatório Síntese / Ano Base 2019. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf. Acesso em: 12 fev. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. BEN – *Relatório Síntese 2021*. Ano base 2020. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Caderno de preços da geração*. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-622/CadernodePre%C3%A7osdeGera%C3%A7%C3%A3o_r0.pdf. Acesso em: 17 jun. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS*. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf#search=HIDROG%C3%8ANIO>. Acesso em: 5 out. 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural*. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>. Acesso em: 5 out. 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural*. 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/Nota%20Tecnica%20Hidrogenio%20Turquesa_12.04.22.pdf#search=hidrog%C3%AAnio. Acesso em: 5 out. 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Nota Técnica – Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>. Acesso em: 24 fev. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Nacional de Energia 2050*. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil*. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrog%C3%AAnio%20em%20Refinarias.pdf#search=HIDROG%C3%8ANIO>. Acesso em: 5 out. 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. WEBMAP EPE. 2022. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: 5 out. 2022.

- EQUINOR. *H2H Saltend*. 2021. Disponível em: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/h2hsaltend.html>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- ESTEVES, N. B.; SIGAL, A.; LEIVA, E. P. M.; RODRÍGUEZ, C. R.; CAVALCANTE, F. S. A.; LIMA, L. C. Wind and solar hydrogen for the potential production of ammonia in the state of Ceará – Brazil. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 40, n. 32, p. 9917-9923, 2015.
- EURODIESEL. *Processo H-BIO*: Tecnologia Petrobras para produção de óleo diesel renovável. Disponível em: http://www.eurodiesel.com.br/temp/h_bio/index.htm. Acesso em: 5 out. 2022.
- EUROSTAT. *Energy statistics – an overview*. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview. Acesso em: 1 dez. 2022.
- FAN, J.-L.; YU, P.; LI, K.; XU, M.; ZHANG, X. A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China. *Energy*, v. 242, 123003, 2022.
- FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. Centro de Referência para o Hidrogênio. Revista Pesquisa – FAPESP, ed. 63, 2001. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/centro-de-referencia-para-o-hidrogenio/>. Acessado em 09 set. 2020.
- FAPESP – FUNDAÇÃO DE AMPARO À PESQUISA DO ESTADO DE SÃO PAULO. Empresa criada no Brasil exporta soluções para produção de hidrogênio. 2021. Disponível em: https://pesquisaparinovacao.fapesp.br/empresa_criada_no_brasil_exporta_solucoes_para_producao_de_hidrogenio/1704. Acessado em 25 fev. 2021.
- FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. RCGI – Research Centre for Greenhouse Gas Innovation. Engineering Research Centers. Disponível em: https://fapesp.br/cpe/rcgi_%E2%80%93_research_centre_for_greenhouse_gas_innovation/22. Acesso em: 9 set. 2020.
- FÁRIA, D. G. *Captura, Armazenamento e Utilização do Dióxido de Carbono na Indústria do Cimento*. 2018. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de Minas Gerais. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/32406/1/Disserta%3%a7%c3%a3o%20de%20mestrado%20-%20D%3%a9bra%20Faria%20-%20Vers%3%a3o%20Final.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- FCH 2 JU – FUEL CELLS AND HYDROGEN 2 JOINT UNDERTAKING. Hydrogen Roadmap Europe: A sustainable pathway for the european energy transition. 2019. *Fuel Cells Bulletin*, v. 2019, n. 3, p. 13, 2019. Disponível em: <https://www.fch.europa.eu/publications/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- FCH 2 JU – FUEL CELLS AND HYDROGEN 2 JOINT UNDERTAKING. 2021 *Annual Work Plan and Budget*. 2020. Disponível em: <https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%202%20JU%20AWP%20and%20Budget%20for%202021.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- FCHEA – FUEL CELL AND HYDROGEN ENERGY ASSOCIATION. *Road Map to a US Hydrogen Economy*. 2020. Disponível em: <http://www.fchea.org/us-hydrogen-study>. Acesso em: 18 fev. 2021.
- FEITZ, A.; TENTHOREY, E.; COGLAN, R. *Prospective hydrogen production regions of Australia*. 2019. Disponível em: https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/130930/Rec2019_015.pdf. Acesso em: 12 fev. 2021
- FERNANDEZ, E.; HELMI, A.; MEDRANO, J. A.; JIMENEZ, J. A. M.; COENEN, K. T.; PLAZAOLA, A. A.; REY, J. M.; DE NOOIJER, N. C. A.; VIVIENTE, J. L.; PALACIO, J. Z.; ANNALAND, M. V. S.; GALLUCCI, F.; TANAKA, D. A. P. Palladium based membranes and membrane reactors for hydrogen production and purification: An overview of research activities at Tecnalia and TU/e. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 42, n. 19, p. 13763-13776, 2017.

- FGV – Fundação Getúlio Vargas; WRI – World Resources Institute. *Especificações do Programa Brasileiro GHG Protocol: Contabilização, Quantificação e Publicação de Inventários Corporativos de Emissões de Gases de Efeito Estufa*. Documento de trabalho, Segunda Edição, 2010.
- FINEP – FINANCIADORA DE ESTUDOS E PROJETOS. *Condições Operacionais 2023*. Disponível em: http://www.finep.gov.br/images/a-finep/Condicoes_Operacionais/CondicoesOperacionais.pdf. Acesso em: 7 jul. 2022.
- FINEP – FINANCIADORA DE ESTUDOS E PROJETOS. *Desafios para a implantação de ônibus a hidrogênio são debatidos na Finep*. 2015. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/noticias/todas-noticias/5045-novos-desafios-para-a-implantacao-de-onibus-a-hidrogenio-sao-debatidos-na-finep#:~:text=Em%20junho%20deste%20ano%2C%20o,da%20Finep%20em%20sua%20execu%C3%A7%C3%A3o>. Acesso em: 6 mar. 2021.
- FU, P. *Getting to Know Web GIS*. Third edition. ESRI Press. 2018.
- FUELCELLSWORKS. Japan to create a 2 trillion yen (\$19.2 billion) green fund to include hydrogen. 2020a. Disponível em: <https://fuelcellsworks.com/news/japan-to-create-a-2-trillion-yen-19-2-billion-green-fund-to-include-hydrogen/>. Acesso em: 1 fev. 2021.
- FUELCELLSWORKS. *World's largest hydrogen plant opens in Fukushima*. 2020b. Disponível em: <https://fuelcellsworks.com/news/worlds-largest-hydrogen-plant-in-fukushima-opens/>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- FURNAS. *FURNAS inicia geração de hidrogênio pela primeira vez na sua história*. 2021. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1623/furnas-inicia-geracao-de-hidrogenio-pela-primeira-vez-na-sua>. Acesso em: 17 mar. 2021.
- FURNAS. *Planta de geração de hidrogênio verde é inaugurada por FURNAS em Itumbiara (MG)*. 2021. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1759/planta-de-geracao-de-hidrogenio-verde-e-inaugurada-por-furna>. Acesso em: 9 dez. 2021.
- GABRIEL, R. O.; BRAGA, S. L.; PRADELLE, F.; SERRA, E. T.; VIEIRA, C. L. C. S. Numerical Simulation of an on-Grid Natural Gas PEMFC – Solar Photovoltaic MicroCHP Unit: Analysis of the Energy, Economic and Environmental Impacts for Residential and Industrial Applications. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, v. 7, 5, 2022.
- GABRIEL, R. O.; LAYA JUNIOR, E. S.; BRAGA, S. L.; PRADELLE, F.; SERRA, E. T.; VIEIRA, C. L. C. S. Technical, economic and environmental analysis of a hybrid CHP system with a 5 kW PEMFC, photovoltaic panels and batteries in the Brazilian scenario. *Energy Conversion and Management*, v. 269, 16042, 2022.
- GABRIEL, R. O. *Análises energética, econômica e ambiental de um micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais*. 2020. 214 f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica- Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2020.
- GH2 – GREEN HYDROGEN ORGANISATION. The GH2 Green Hydrogen Standard. Green Hydrogen Global Assembly & Exhibition in Barcelona in May 2022.
- GHANDEHARIUN, S.; KUMAR, A. Life cycle assessment of wind-based hydrogen production in Western Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 41, n. 22, p. 9696-9704, 2016.
- GILLES, F.; BRZEZICKA, P. *Unlocking the hydrogen economy – stimulating investment across the hydrogen value chain*. Investor perspectives on risks, challenges and the role of the public sector. European Investment Bank, 2022.
- GLOBAL CCS INSTITUTE. *Global status of CCS 2020*. 2021. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2021.

GLOBAL CCS INSTITUTE. *Global status of CCS 2021*. 2022. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/>. Acesso em: 5 out. 2022.

GLOBAL CEMENT. *Green hydrogen for grey cement*. 2020. Disponível em: <https://www.globalcement.com/news/item/11061-green-hydrogen-for-grey-cement>. Acesso em: 17 mar. 2021.

GOLDMAN SACHS RESEARCH. *Carbonomics: The Clean Hydrogen Revolution*. 2022. Disponível em: <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.html>. Acesso em: 8 fev. 2022.

GOLIGORSKY, S. et al. *Hydrogen regulations by jurisdiction and changing transmission systems*. Energy Transition – An evolving Journey. Reed Smith Energy and Natural Resources, 2022.

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ. *Conferência discute o uso do hidrogênio e o futuro energético sustentável do Ceará*. 2011. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2011/03/14/conferencia-discute-o-uso-do-hidrogenio-e-o-futuro-energetico-sustentavel-do-ceara/>. Acesso em: 25 fev. 2021.

GREEN HYDROGEN SYSTEMS. *HyProvide™ A-Series: Produce your own hydrogen from renewable energy sources at the lowest cost possible*. 2022. Disponível em: <https://greenhydrogen.dk/wp-content/uploads/2021/02/A-Series-brochure-120421.pdf>. Acesso em: 5 out. 2022.

GRIGORIEV, S. A.; FATEEV, V. N.; BESSARABOV, D. G.; MILLET, P. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 49, p. 26036-26058, 2020.

GURZ, M.; BALTACIOGLU, E.; HAMES, Y.; KAYA, K. The meeting of hydrogen and automotive: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 42, n. 36, p. 23334-23346, 2017.

H2GLOBAL STIFTUNG. *Shaping the global energy transition*. 2021. Disponível em: <https://www.h2-global.de/>. Acesso em: 8 jul. 2021.

H2 VERDE BRASIL. *BASE Energia Sustentável*. Banco de Empresas. 2022. Disponível em: <https://www.h2verdebrasil.com.br/empresa/base-energia-sustentavel/>. Acesso em: 5 out. 2022.

H2 VIEW. Quase 600 estações de hidrogênio em todo o mundo, diz estudo de Tendências de Informação, 2021. Disponível em: <https://www.h2-view.com/story/nearly-600-hydrogen-stations-globally/>. Acesso em: 31 jan. 2021.

H2 VIEW. UKESC taskforce launched to achieve 2050 net zero targets; UK HFCA shows support, 2021. Disponível em: <https://www.h2-view.com/story/ukesc-taskforce-launched-to-achieve-2050-net-zero-targets-uk-hfca-shows-support/>. Acesso em: 7 ago. 2021.

H2TOOLS. ISO 17268 Gaseous Hydrogen Land Vehicle Refueling Connection Devices. 2020. Disponível em: <https://h2tools.org/fuel-cell-codes-and-standards/iso-17268-gaseous-hydrogen-land-vehicle-refueling-connection-devices>

HALDANE, J. B. S. *Daedalus or Science and the Future*. First edition. M. F. Robinson & Co. 1923.

HARDER, C. *The ArcGIS Book: 10 Big Ideas about Applying Geography to your World*. First edition. Esri Press. 2015.

HAWAII GAS. *Decarbonization and Energy Innovation*. 2022. Disponível em: <https://www.hawaiiigas.com/clean-energy/decarbonization>. Acesso em: 5 out. 2022.

HERWARTZ, S.; PAGENKOPF, J.; STREULING, C. Sector coupling potential of wind-based hydrogen production and fuel cell train operation in regional rail transport in Berlin and Brandenburg. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, n. 57, p. 29597-29615, 2021.

HILL, Jason et al. Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, v. 103, n. 30, p. 11206-11210, 2006.

HINICIO. *Deliverable 2: Benchmark of international practices on low-carbon and green H2 certification mechanisms*. 2021. Disponível em: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_hydrogen_certification_-_international_benchmark.pdf

HM GOVERNMENT. *UK Hydrogen Strategy*. 2021. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf. Acesso em: 9 ago. 2021.

HOARE, William. *Enabling Measures Roadmap for Green Hydrogen Europe Japan*. Version: January 2022.

HOFFMANN, P. *Tomorrow's Energy, revised and expanded edition: Hydrogen, Fuel Cells, and the Prospects for a Cleaner Planet*. MIT Press, 2012.

HOLLADAY, J. D.; HU, J.; KING, D. L.; WANG, Y. An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, v. 139, 2009, 244-260.

HOVE, A. et al. *China Energy Transition Status Report 2021*. Sino-German Energy Transition Project commissioned by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), 2021.

HWANG, S. S.; GIL, S. J.; LEE, G. N.; LEE, J. W.; PARK, H.; JUNG, K. H.; SUH, S. B. Life Cycle Assessment of Alternative Ship Fuels for Coastal Ferry Operating in Republic of Korea. *Journal of Marine Science and Engineering*, v. 8, n. 9, p. 660, 2020.

HYBRIT. *Hybrit Demonstration*. 2022. Disponível em: <https://www.hybritdevelopment.se/en/hybrit-demonstration/>. Acesso em: 5 out. 2022.

HYDEPLOY. *Website*. Disponível em: <https://hydeploy.co.uk/>. Acesso em: 29 nov. 2021.

HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE. *Hydrogen Production: Biomass Gasification*. 2021. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-gasification>. Acesso em: 18 fev. 2021.

HYDROGEN CENTRAL. *China Becoming Fuel Cell Electric Vehicle Leader, World Platinum Research Indicates*. 2022. Disponível em: <https://hydrogen-central.com/china-becoming-fuel-cell-electric-vehicle-leader-world-platinum-research-indicates/>. Acesso em: 22 out. 2022.

HYDROGEN COUNCIL. *Hydrogen for Net Zero*. McKinsey & Company, 2021.

HYDROGEN COUNCIL. *Hydrogen Insights 2021*. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021-Report.pdf>. Acesso em: 8 jul. 2021.

HYDROGEN COUNCIL. *Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition*. 2017. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2021.

HYDROGEN COUNCIL. *Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective*. 2020. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>. Acesso em: 18 fev. 2021.

HYDROGENICS. *Hydrogenics Renewable Hydrogen Solutions*. 2021. Disponível em: <http://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/Renewable-HydrogenBrochure.pdf>. Acesso em: 7 jun. 2021.

HYSTRA – HYDROGEN ENERGY SUPPLY-CHAIN TECHNOLOGY RESEARCH ASSOCIATION. *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project between Australia and Japan*. 2021. Disponível em: <http://www.hystra.or.jp/en/project/>. Acesso em: 9 fev. 2021.

HYTRON. *Projetos*. 2022. Disponível em: <https://www.hytron.com.br/projetos>. Acesso em: 5 out. 2022.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Countries – Austrália*. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/australia>. Acesso em: 10 fev. 2021.

- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Data and Statistics*. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector>. Acesso em: 23 mar. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies Beyond IEA Countries: Chile*. 2018. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8c16efa0-41b1-47be-b12a-a29483a0c635/EnergyPoliciesBeyondIEACountriesChile2018Review.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Global CO2 emissions in 2019*. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Global Hydrogen Review 2021*. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>. Acesso em: 29 nov. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Global Hydrogen Review 2022*. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>. Acesso em: 5 out. 2022.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Hydrogen in Latin America*. From near-term opportunities to large-scale deployment. 2021. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/65d4d887-c04d-4a1b-8d4c-2bec908a1737/IEA_HydrogeninLatinAmerica_Fullreport.pdf. Acesso em: 4 out. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Opportunities for Hydrogen Production with CCUS in China*. 2020b2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/opportunities-for-hydrogen-production-with-ccus-in-china>. Acesso em: 23 mar. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Reduction of CO2 emissions by adding hydrogen to natural gas*. 2003. Disponível em: https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/Ph4-24%20Hydrogen%20in%20nat%20gas.pdf. Acesso em: 12 fev. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *The Future of Hydrogen Report – Seizing today's opportunities*. 2019. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. Acesso em: 12 fev. 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Balances*. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>. Acesso em: 20 out. 2022.
- IEC – INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61400-1 – *Wind turbines – Part 1: Design requirements*. Edição 3.1. 2014.
- IPEN – INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES. *Organização do IPEN*. 2022. Disponível em: https://www.ipen.br/portal_por/portal/interna.php?secao_id=6. Acesso em: 05 out. 2022.
- IPHE- INTERNATIONAL PARTNERSHIP FOR HYDROGEN AND FUEL CELLS IN THE ECONOMY. *Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated with the Production of Hydrogen*. 2021. Disponível em: ?
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi, 2022.
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Global energy transformation: A roadmap to 2050*. 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf. Acesso em: 17 jun. 2021.

- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Acesso em: 17 jun. 2021.
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Green Hydrogen: A guide to policy making*. 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf. Acesso em: 17 jun. 2021.
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Green hydrogen: electrolysis, ammonia and other e-fuels*. 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6. Acesso em: 17 jun. 2021.
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Hydrogen From Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition*. 2018. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf. Acesso em: 17 jun. 2021.
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Hydrogen: A renewable energy perspective*. 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf. Acesso em: 17 jun. 2021.
- IRENA. Coalition for Action. *Decarbonising end-use sectors: practical insights on green hydrogen*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2021. Disponível em: ?
- IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2020*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9, 2021.
- ISO – INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 14040:2006. Environmental management. Life cycle assessment. Principles and framework: 2006.
- JENKINS, B.; SQUIRES, D.; BARTON, J.; STRICKLAND, D.; WIJAYANTHA, K. G. U.; CARROLL, J.; WILSON, J.; BRENTON, M.; THOMSON, M. Techno-Economic Analysis of Low Carbon Hydrogen Production from Offshore Wind Using Battolyser Technology. *Energies*, v. 15, 5796, 2022.
- JOHNSON, N.; YANG, C.; OGDEN, J. A GIS-based assessment of coal-based hydrogen infrastructure deployment in the state of Ohio. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 33, n. 20, p. 5287–5303, 2008.
- K&L GATES. *The H2 handbook: legal, regulatory, policy and commercial issues impacting the future of hydrogen*, 2020. Disponível em: <https://www.klgates.com/The-Hydrogen-Handbook>. Acesso em: 17 jun. 2021.
- KALAMARAS, C. M.; EFSTATHIOU, A. M. *Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments*. Conference Papers in EnergyScience, v. 2013, 690627, 2013.
- KIAN, K.; LIGUORI, S.; PILORGÉ, H.; CRAWFORD, J. M.; CARREON, M. A.; MARTIN, J. L.; GRIMM, R. L.; WILCOX, J. Prospects of CO2 capture via 15X for low-carbon hydrogen production using a Pd-based metallic membrane reactor. *Chemical Engineering Journal*, v. 407, 127224, 2021.
- KOPERNIKUS PROJEKTE. *How the Copernicus Project Ariadne intends to act as a guide through the energy turnaround*. 2021. Disponível em: <https://www.kopernikus-projekte.de/en/projects/ariadne>. Acesso em: 9 fev. 2021.
- LABH2 – LABORATÓRIO DE HIDROGÊNIO DA COPPE/UFRJ. Site Institucional. Disponível em: <http://www.labh2.coppe.ufrj.br/index.php/pt/>. Acesso em: 6 mar. 2021.
- LABTECH – LABORATÓRIO DE TECNOLOGIA DO HIDROGÊNIO. Site institucional. 2022. Disponível em: <http://www.labtech.eq.ufrj.br/>. Acesso em: 5 out. 2022.

- LAHNAOUI, A.; WULF, C.; DALMAZZONE, D. Optimization of Hydrogen Cost and Transport Technology in France and Germany for Various Production and Demand Scenarios. *Energies*, v. 14, n. 3, 44, 2021.
- LAMPAC – LABORATÓRIO DE MATERIAIS E PILHAS A COMBUSTÍVEL. *Projetos e Parcerias*. Disponível em: <https://zeus.qui.ufmg.br/~lampac/projetos-e-parcerias/>. Acesso em: 5 out. 2022.
- LIMA, M. T. S.; SOUZA, M. C.; FLORES, T. S.; CRUZ, N. G. S.; DIAMANTINO, H. D.; BARROSO, L. A.; ROCHA, B. A.; SOUZA, R. L. M.; RAMOS, P. C.; MACEDO, M. H. M. Sobre a Situação Energética Brasileira: De 1970 a 2030. *Ciência e Natura*, Santa Maria, v. 37, Ed. Especial UFVJM, p. 06-16, 2014.
- LIN, R.; YE, Z.; GUO, Z.; WU, B. Hydrogen station location optimization based on multiple data sources. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 17, p. 10270-10279, 2020.
- LINDE. Linde and Snam Sign Agreement to Jointly Develop Clean Hydrogen Projects. 2020. Disponível em: <https://www.linde.com/news-media/press-releases/2020/linde-and-snam-sign-agreement-to-jointly-develop-clean-hydrogen-projects>. Acesso em: 28 jan. 2021.
- LOREZON, A. *Perspectivas para o preço do gás natural em 2021*. Editora Brasil Energia, 2021. Disponível em: <https://editorabrasilenergia.com.br/perspectivas-para-o-preco-do-gas-natural-em-2021/>. Acesso em: 25 set. 2021.
- LUBE, F. *Energia do hidrogênio: mudanças paradigmáticas rumo à uma “economia verde” no Brasil*. 2012. 141 f. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Economia, Universidade Federal do Espírito Santo. Disponível em: <http://repositorio.ufes.br/jspui/bitstream/10/5980/1/Filipe%20Lube.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2021.
- LUPION, B. *Aposta da Europa em hidrogênio verde abre janela ao Brasil*. DW, 2020. Disponível em: <https://www.dw.com/pt-br/aposta-da-europa-em-hidrog%C3%AAnio-verde-abre-janela-ao-brasil/a-55214431>. Acesso em: 25 fev. 2021.
- MACHADO, N. *Em que pé está o hub de hidrogênio do Pecém?* EPBR, 22 set. 2022. Disponível em: <http://epbr.com.br/em-que-pe-esta-o-hub-de-hidrogenio-do-pecem/>
- MARINHO, F. *Ceará receberá investimento bilionário da multinacional australiana Enegix para construção de usina de hidrogênio verde no Pecém*. Click Petróleo e Gás. 2021. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/ceara-recebera-investimento-bilionario-da-multinacional-australiana-enegix-para-construcao-de-usina-de-hidrogenio-verde-no-pecem/>. Acesso em: 23 fev. 2021.
- MCTIC – MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. *Plano de ciência, tecnologia e inovação para energias renováveis e biocombustíveis: 2018-2022*. 2018. Disponível em: <https://www.inova.rs.gov.br/upload/arquivos/202006/16181759-plano-de-ciencia-tecnologia-e-inovacao-para-energias-renovaveis-e-biocombustiveis.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2021.
- MEHMETI, A., ANGELIS-DIMAKIS, A., ARAMPATZIS, G., MCPHAIL, S. J., ULGIATI, S. Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. *Environments*, v. 5, n. 2, p. 24, 2018.
- MEHRA, R. K., DUAN, H., JUKNELEVICIUS, R., MA, F., LI, J. Progress in Hydrogen Enriched Compressed Natural Gas (HCNG) Internal Combustion Engines – A Comprehensive Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 80, 1458-1498, 2017.
- MELAINA, M. W.; ANTONIA, O.; PENEV, M. *Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues*. Technical Report. National Renewable Energy Laboratory, March 2013, NREL/MP-5600-51995, 2013. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>. Acesso em: 7 set. 2021.
- MESSAOUDI, D.; SETTOU, N.; NEGROU, B.; RAHMOUNI, S.; SETTOU, B.; MAYOU, I. Site selection methodology for the wind-powered hydrogen refueling station based on AHP-GIS in Adrar, Algeria. *Energy Procedia*, v. 162, p. 67-76, 2019.

MESSAOUDI, D.; SETTOU, N.; NEGROU, B.; SETTOU, B. GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 60, p. 31808–31831, 2019.

METI – MINISTRY OF ECONOMY, TRADE AND INDUSTRY. *Strategic Energy Plan*. 2014. Disponível em: https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/4th_strategic_energy_plan.pdf. Acesso em: 18 jan. 2021.

METI – MINISTRY OF ECONOMY, TRADE AND INDUSTRY. The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells. 2019. Disponível em: https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002b.pdf. Acesso em: 18 jan. 2021.

MINAPIM MAGAZINE. *Lançada a Associação Japonesa de Hidrogênio JH2A*. 2020. Disponível em: <http://minapim.com/lancada-a-associacao-japonesa-de-hidrogenio-jh2a/>. Acesso em: 28 jan. 2021.

MINISTERIO DE ENERGÍA. *Energía 2050 – Política Energética de Chile*. 2015. Disponível em: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf. Acesso em: 11 mar. 2021.

MINISTERIO DE ENERGÍA. *National Green Hydrogen Strategy*. 2020. Disponível em: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf. Acesso em: 25 fev. 2021.

MINTER, A. *China's Hydrogen Economy Is Coming*. BNN Bloomberg. 2019. Disponível em: <https://www.bnnbloomberg.ca/china-s-hydrogen-economy-is-coming-1.1235491>. Acesso em: 22 fev. 2021.

MIRANDA, P. E. V.; CARREIRA, E. S.; ICARDI, U. A.; NUNES, G. S. Brazilian hybrid electric-hydrogen fuel cell bus: Improved on-board energy management system. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 42, n. 19, p. 13949–13959, 2017.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *H2Brasil – Expansão do Hidrogênio Verde*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/h2-brasil>

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *PNH2 – Programa Nacional do Hidrogênio – Proposta de Diretrizes*. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrogenioRelatiodiretrizes.pdf>. Acesso em: 6 ago. 2021.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Resolução CNPE nº 2, de 10 de fevereiro de 2021. Estabelece orientações sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia do país. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-419972141>. Acesso em: 6 ago. 2021.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Resolução CNPE nº 6, de 20 de abril de 2021. Determina a realização de estudo para proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-320051164>. Acesso em: 6 ago. 2021

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Resolução CNPE nº 6, de 23 de junho de 2022. Institui o Programa Nacional do Hidrogênio, cria o Comitê Gestor do Programa Nacional do Hidrogênio, e dá outras providências. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-419972141>. Acesso em: 24 jun. 2022.

MORETTO, Pietro; QUONG, Spencer. Legal requirements, technical regulations, codes, and standards for hydrogen safety. In: *Hydrogen Safety for Energy Applications*. Butterworth-Heinemann, 2022. p. 345–396.

MORRIS, G. *Will hydrogen be the new energy carrier for glass making?* Glass International. 2020. Disponível em: <https://www.glass-international.com/features/will-hydrogen-be-the-new-energy-carrier-for-glassmaking>. Acesso em: 22 fev. 2021.

MOVIMENTO BW. *Sectormapping H2 Brasil – Estudo de Mapeamento da Indústria Brasileira*. BW Digital 2020. Disponível em: <https://movimentobw.org.br/palestra/sobre/h2-sectormapping-brasil-48>. Acesso em: 22 fev. 2021.

MURAOKA, K.; WAGNER, F.; YAMAGATA, Y.; DONNÉ, A. J. H. Short-and long-range energy strategies for Japan and the world after the Fukushima nuclear accident. *Journal of Instrumentation*, v. 11, n. 01, C01082, 2016.

NAZIR, H.; LOUIS, C.; JOSE, S.; PRAKASH, J.; MUTHUSWAMY, N.; BUAN, M. E. M.; FLOX, C.; CHAVAN, S.; SHI, X.; KAURANEN, P.; KALLIO, T.; MAIA, G.; TAMMEVESKI, K.; LYMPEROPOULOS, N.; CARCADEA, E.; VEZIROGLU, E.; IRANZO, A.; KANNA, A. M. Is the H2 economy realizable in the foreseeable future? Part I: H2 production methods? *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 27, 13777-13788, 2020.

NEL. *Nel Hydrogen Electrolysers: The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers*. 2022. Disponível em: http://img-admin.exponews.com.au.s3.amazonaws.com/exhibitors/e/nel-electrolysers-brochure-2018-pd-0600-0125-web_18041145.pdf. Acesso em: 05 out. 2022.

NEMATOLLAHI, O.; ALAMDARI, P.; JAHANGIRI, M.; SEDAGHAT, A.; ALEMRAJABI, A. A. A technological assessment of solar/wind resources and hydrogen production: A case study with GIS maps. *Energy*, v. 175, p. 914-930, 2019.

NGUYEN, T.; ABDIN, Z.; HOLM, T.; MÉRIDA, W. Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis. *Energy Conversion and Management*, v. 200, 112108, 2019.

NIELSEN, S.; SKOV, I. R. Investment screening model for spatial deployment of power-to-gas plants on a national scale – A Danish case. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 19, p. 9544-9557, 2019.

NIKOLAIDIS, P.; POUILLIKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 67, p. 597-611, 2017.

NISSAN MOTOR CORPORATION. A Fuel Cell System that Generates Electricity from Bioethanol to Power a Vehicle. 2021. Disponível em: https://www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/e_bio_fuel_cell.html. Acesso em: 22 fev. 2021.

NOUSSAN, M.; RAIMONDI, P. P.; SCITA, R.; HAFNER, M. The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability*, v. 13, n. 1, p. 1-26, 2021.

NOW-GMBH. *Factsheet: Hydrogen and Fuel Cell Technology in China, 2020/2019*.

NRDC. 关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知. NRDC, 22 mar. 2022. Disponível em: https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202203/t20220322_1320017.html?code=&state=123

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Hydra – Hydrogen Demand and Resource Analysis. 2021. Disponível em: <https://maps.nrel.gov/hydra/?aL=qrrP4e%255Bv%255D%3Dt&bL=clight&cE=0&lR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>. Acesso em: 18 fev. 2021.

NYSERDA – NEW YORK STATE ENERGY RESEARCH AND DEVELOPMENT AUTHORITY. Disponível em: <https://www.ny.gov/agencies/energy-research-and-development-authority>. Acesso em: 30 ago. 2021.

OBRIEM, E. *EDF Renewables e Prumo Logística firmam parceria para projetos de eólica offshore*. Energia Hoje, Editora Brasil Energia, 2022. Disponível em: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/edf-renewables-e-prumo-logistica-juntas-em-eolica-offshore/>. Acesso em: 5 out. 2022.

OBRIEM, E. *Prumo e Neoenergia firmam parceria em hidrogênio verde e eólica offshore*. Petróleo Hoje, Editora Brasil Energia, 2022. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/prumo-e-neoenergia-firmam-parceria-em-hidrogenio-verde-e-eolica-offshore/>. Acesso em: 5 out. 2022.

OEC – OBSERVATORY OF ECONOMIC COMPLEXITY. *Hydrogen*. 2021. Disponível em: <https://oec.world/en/profile/hs92/hydrogen?redirect=true>. Acesso em: 21 mar. 2021.

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

OEEER – OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. *H2@Scale Initiative: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Initiative*. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/h2scale>. Acesso em: 18 fev. 2021.

OGDEN, J.; JAFFE, A. M.; SCHEITRUM, D.; MCDONALD, Z.; MILLER, M. Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature. *Energy Policy*, v. 115, 317-329, 2018.

OGO, Shuhei; SEKINE, Yasushi. Recent progress in ethanol steam reforming using non-noble transition metal catalysts: A review. *Fuel processing technology*, v. 199, 106238, 2020.

OIES – THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. EU Hydrogen Vision: regulatory opportunities and challenges. *Energy Insight*, v. 73, 2020. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/09/Insight-73-EU-Hydrogen-Vision-regulatory-opportunities-and-challenges.pdf>. Acesso em: 7 set. 2021.

OIES – THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. The Geopolitics of Energy: Out with the Old and in with the New? *Oxford Energy Forum*, v. 126, 2021. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/02/OEF-126.pdf>. Acesso em: 7 set. 2021.

PANDEV, M.; LUCCHESI, P.; MANSILLA, C.; LE DUIGOU, A.; ABRASHEV, B.; VLADIKOVA, D. Hydrogen Economy: the future for a sustainable and green society. *Bulgarian Chemical Communications*, v. 49, p. 84-92, 2017.

PANIK, M. S. et al. Hydrogen Fuel Cell Buses for Urban Transportation in Brazil Results. *Proceedings of the 30th International Electric Vehicle Symposium & Exhibition (EVS30 Symposium)*. Stuttgart, Alemanha, 2017.

PARRA, D.; VALVERDE, L.; PINO, F. J.; PATEL, M. K. A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 101, p. 279-294, 2019.

PEI, M.; PETÄJÄNIEMI, M.; REGNELL, A.; WIJK, O. Toward a fossil free future with HYBRIT: Development of iron and steelmaking technology in Sweden and Finland. *Metals*, v. 10, n. 7, 972, 2020.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. L., RÜTHER, R., ABREU, S. L., TIEPOLO, G. M., PEREIRA, S. V., SOUZA, J. G. *Atlas brasileiro de energia solar*. 2. ed. São José dos Campos: INPE. 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 7 jun. 2021.

PINHO, D. M. M.; SUAREZ, P. A. Z. A Hidrogenação de Óleos e Gorduras e suas Aplicações Industriais. *Rev. Virtual Quím.*, v. 5, n. 1, p. 47-62, 2013.

PINKOWSKI, A. *Webinar Hidrogênio Verde: a solução para o futuro energético*. Webinar organizado pela AHK – Energy Hub SDP – Green Recovery, 25 ago. 2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=fEPc3de3hAk>. Acesso em: 25 fev. 2021.

PNEC 2030. Diário da República Eletrônico, Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020. Disponível em: <https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/53-2020-137618093>

POPOV, S.; BALDYNOV, O.; KORNEEV, K.; MAKSAKOVA, D. East Asian Transportation: icebreaking into a low carbon future. *Johnson Matthey Technology Review*, v. 64, n. 3, p. 338-352, 2020.

PORT OF ROTTERDAM. *Port of Rotterdam Authority participates in 'Hydrogen in Society' conference*. 2021. Disponível em: <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/port-rotterdam-authority-participates-hydrogen-society-conferentie>

- PORTO DO AÇU. *Shell Brasil e Porto do Açu anunciam projeto inédito em hidrogênio verde*. 2022. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/shell-brasil-e-porto-do-acu-anunciam-projeto-inedito-em-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 19 maio 2022.
- PORTO DO AÇU. Fortescue Future Industries e Porto do Açu unem forças para desenvolver planta de hidrogênio verde no Brasil. 2021. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/fortescue-future-industries-e-porto-do-acu-unem-forcas-para-desenvolver-planta-de-hidrogenio-verde-no-brasil/>. Acesso em: 19 mar. 2021.
- POTTIER, J. D. Hydrogen Transmission for Future Energy Systems. In: YÜRÜM, Y. *Hydrogen Energy System*. NATO ASI Series, v. 295, 1995.
- POWER-TECHNOLOGY. *Noor Ouarzazate Solar Complex*. 2017. Disponível em: <http://www.power-technology.com/projects/noor-ouarzazate-solar-complex>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- PROOST, J. State-of-the art CAPEX data for water electrolysers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 44, n. 9, p. 4406-4413, 2019.
- PUC-RIO. *Laboratório de Engenharia Veicular da PUC-Rio*. 2022. Disponível em: <https://mec.puc-rio.br/?pag=laboratorios&lab=24>.
- PV MAGAZINE. *Renewables overtake fossil fuels in UK installed capacity*. 2018. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2018/11/06/renewables-overtake-fossil-fuels-in-uk-installed-capacity/>. Acesso em: 11 fev. 2021.
- QAMAR ENERGY. Hydrogen in the GCC. Commissioned by the Netherlands Enterprise Agency. Netherlands Enterprise Agency, 2020.
- RAHMOUNI, S.; NEGROU, B.; SETTOU, N.; DOMINGUEZ, J.; GOUAREH, A. Prospects of hydrogen production potential from renewable resources in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 42, n. 2, p. 1383-1395, 2017.
- RAHMOUNI, S.; SETTOU, N.; NEGROU, B.; GOUAREH, A. GIS-based method for future prospect of hydrogen demand in the Algerian road transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 41, n. 4, p. 2128-2143, 2016.
- RAMOS, C. C. *et al.* Financiamento internacional da economia do hidrogênio: uma visão a partir dos países importadores. VI Encontro Nacional de Economia Industrial (ENEI), 2022. Disponível em: <http://pdf.blucher.com.br/s3-sa-east-1.amazonaws.com/engineeringproceedings/vi-enei/838.pdf>
- RAMOS, Juan-Luis *et al.* Benefits and perspectives on the use of biofuels. *Microbial Biotechnology*, v. 9, n. 4, p. 436-440, 2016.
- RAZI, Faran; DINCER, Ibrahim. Renewable energy development and hydrogen economy in MENA region: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 168, n. 7, p. 112763, 2022.
- RECUPERA. *About us*. Disponível em: <http://www.recupera.si/eng/>. Acesso em: 5 out. 2022.
- REFHYNE. Clean Refinery Hydrogen for Europe. 2022. Disponível em: <https://www.refhyne.eu/>
- REITER, G.; LINDORFER, J. Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. *International Journal of Life Cycle Assessment*, v. 20, p. 477-489, 2015.
- REPÚBLICA PORTUGUESA. *EN-H2 – Estratégia Nacional para o Hidrogênio*. 2020. Disponível em: <https://participa.pt/contents/consultationdocument/Estrate%CC%81gia%20Nacional%20para%20o%20Hidrogeno%CC%81nio%20DRAFT%20publicac%CC%A7ao.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2021.
- REUTERS. *Australia's Fortescue eyes Brazil plant amid green hydrogen push*. 2021. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/fortescue-brazil-idUSL1N2LD1TS>. Acesso em: 16 mar. 2021.
- RIEMER, Matia. Lessons learnt from certifying biofuels for a future hydrogen certification scheme. 18th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE, 2022.

- RIVARD, E.; TRUDEAU, M.; ZAGHIB, K. Hydrogen storage for mobility: A review. *Materials*, v. 12, n. 12, p. 1973, 2019.
- RIVAROLO, M.; RATTAZZI, D.; LAMBERTI, T.; MAGISTRI, L. Clean energy production by PEM fuel cells on tourist ships: A time-dependent analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 47, p. 25747-25757, 2020.
- RODRIGUES A. C. *Simulação de um sistema híbrido de geração de energia para pequenas comunidades baseado em energia solar, reforma de etanol e armazenamento de hidrogênio*. 2018. 120 f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2018.
- RUF, Yvonne *et al.* *Fuel Cells and Hydrogen for Green Energy in European Cities and Regions*. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2018.
- SADEGHI, S., GHANDEHARIUN, S., ROSEN, M. A. Comparative economic and life cycle assessment of solar-based hydrogen production for oil and gas industries. *Energy*, v. 208, 118347, 2020.
- SANKIR, M.; SANKIR, N. D. *Hydrogen Storage Technologies*. Wiley, 2018.
- SAZALI, N. Emerging technologies by hydrogen: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 38, 18753-18771, 2020.
- SCHIRO, F.; STOPPATO, A.; BENATO, A. Potentialities of hydrogen enriched natural gas for residential heating decarbonization and impact analysis on premixed boilers. *Anais International Conference on Advances in Energy Systems and Environmental Engineering (ASEE19)*, v. 116, 00072, 2019.
- SCHNEIDER, G. Power 2 Hydrogen: Electrolysis, Silyzer. In: Power2X Event. Bruxelas, Bélgica. 2019. Disponível em: <https://assets.new.siemens.com/siemens/2019-10-23-power2x-silyzer-gernot-schneider.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- SHARAF, O. Z., ORHAN, M. F. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 32, 810-853, 2014.
- SHIVA KUMAR, S., HIMABINDU, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, v. 2, n. 3, p. 442-454, 2019.
- SIEMENS ENERGY. Hydrogen Solutions. 2022. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions.html>. Acesso em: 7 jun. 2021.
- SIEMENS ENERGY. *Uma nova realidade do hidrogênio: Combustível a partir do vento e da água*. 2022. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/br/pt/solucoes/energia-renovavel/solucoes-de-hidrogenio/haru-oni.html>. Acesso em: 13 jun. 2021.
- SIERRA, C. *Simple Renewables*. 2022. Disponível em: <https://simplerenewables.com/>. Acesso em: 31 ago. 2021.
- SIFFERT FILHO, N. F.; ALONSO, L. A.; CHAGAS, E. B.; SZUSTER, F. R.; SUSSEKIND, C. S. O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de project finance. *BNDES Setorial*, n. 29, 3-36, 2009.
- SIGAL, A.; CIOCCALE, M.; RODRÍGUEZ, C. R.; LEIVA, E. P. M. Study of the natural resource and economic feasibility of the production and delivery of wind hydrogen in the province of Córdoba, Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 40, n. 13, p. 4413-4425, 2015.
- SIGAL, A.; LEIVA, E. P. M.; RODRÍGUEZ, C. R. Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 39, n. 16, p. 8204-8214, 2014.
- SILVA, A. C. S. *Simulação numérico-experimental de um sistema híbrido solar/etanol/hidrogênio de geração de energia elétrica*. 2017. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.

- SILVA, A. C. S. *et al.* Feasibility Study of an Off-Grid Hybrid Solar-Ethanol-Hydrogen Electrical Generation System, Hypothesis XIV, April 24-29, 2019, Foz do Iguaçu.
- SIMONS, A.; BAUER, C. A life-cycle perspective on automotive fuel cells. *Applied Energy*, v. 157, p. 884-896, 2015.
- SMARTER BUSINESS. Where Does the UK Energy Supply Come From? 2018. Disponível em: <https://smarterbusiness.co.uk/blogs/where-does-the-uk-energy-supply-come-from/>. Acesso em: 11 fev. 2021.
- SNIC – SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO. VISEDO, G.; PECCHIO, M. (coord.). *Roadmap Tecnológico do Cimento*. Sindicato Nacional de Indústria do Cimento, 2019. Disponível em: https://www.dropbox.com/s/9cbtj1c9oquigf8/Roadmap%20Tecnol%C3%B3gico%20do%20Cimento_Brasil.pdf?dl=0. Acesso em: 23 jan. 2021.
- SOUZA, D. *Projeto inovador da Eletronuclear pode colocar a empresa na vanguarda da produção de hidrogênio verde no país*. Petronotícias. 2021. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/projeto-inovador-da-eletronuclear-pode-colocar-a-empresa-na-vanguarda-da-producao-de-hidrogenio-verde-no-pais/>. Acesso em: 27 abr. 2021.
- SOUZA, L. L. P.; LORA, E. E. S.; PALACIO, J. C. E.; ROCHA, M. H.; RENÓ, M. L. G.; VENTURINI, O. J. Comparative environmental life cycle assessment of conventional vehicles with different fuel options, plug-in hybrid and electric vehicles for a sustainable transportation system in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, v. 203, n. 5, p. 444-468, 2018.
- SOUZA, M. M. V. M. *Tecnologia do Hidrogênio*. Synergia Editora, 2009.
- SPATH, P. L.; MANN, M. K. *Life Cycle Assessment of Renewable Hydrogen Production via Wind/Electrolysis – Milestone Completion Report*. National Renewable Energy Laboratory, February 2004, NREL/MP-560-35404, 2004. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35404.pdf>. Acesso em: 7 set. 2021.
- STAFFELL, 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 & Environmental Science*, v. 12, n. 2, p. 463-491, 2019.
- STANDARDS AUSTRALIA. *ME-093 Hydrogen Technologies*. Strategic Work Plan, 2019. Disponível em: <https://www.standards.org.au/getmedia/da6c6fcb-96bb-4b45-a1b0-1f2882c03ec4/ME-093-Hydrogen-Technologies-Strategic-Work-Plan.pdf.aspx>
- SUGIMOTO, L. *Unicamp, Nissan e o carro movido com eletricidade gerada por etanol*. Unicamp. 2019. Disponível em: <https://www.unicamp.br/unicamp/noticias/2019/04/26/unicamp-nissan-e-o-carro-movido-com-eletricidade-gerada-por-etanol>. Acesso em: 7 set. 2021.
- TAAKE MANNING, A. VAN DER S. Overview of hydrogen and fuel cell developments in China. Holland Innovation Network China, January, 2019.
- TAYLOR, A. H. *Hydrogen – for growth and lower emissions*. 2020. Disponível em: <https://www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/speeches/hydrogen-growth-and-lower-emissions>
- TEE, S. Y.; WIN, K. Y.; TEO, W. S.; KOH, L-D.; LIU, S.; TENG, C. P.; HAN, M-Y. Recent Progress in Energy-Driven Water Splitting. *Advanced Science*, v. 4, n. 5, 1600337, 2017.
- TEIXEIRA JR., S. *Porto do Açúcar quer hidrogênio verde para descarbonizar o Brasil*. Capital Reset. 2022. Disponível em: <https://www.capitalreset.com/hidrogenio-verde-porto-do-acucar-quer-descarbonizar-o-brasil/>. Acesso em: 23 ago. 2022.
- TENHUMBERG, N.; BÜKER, K. Ecological and Economic Evaluation of Hydrogen Production by Different Water Electrolysis Technologies. *Chemie Ingenieur Technik*, v. 92, n. 10, p. 1586-1595, 2020.
- THE MATHWORKS INC. *Mapping Toolbox™ User's Guide*. 2021. Disponível em: http://cda.psych.uiuc.edu/matlab_pdf/map Ug.pdf. Acesso em: 7 set. 2021.

THE NATIONAL LAW REVIEW. *Powering Our Net Zero Future: Implications for the UK Hydrogen Sector*, 2020. Disponível em: <https://www.natlawreview.com/article/powering-our-net-zero-future-implications-uk-hydrogen-sector#:~:text=The%20UK%20government%20will%20publish,its%202030%20goal%20of%205GW>. Acesso em: 12 fev. 2021.

THE PARTNERSHIP'S HYDROGEN TECHNICAL TEAM. *Hydrogen Production – Overview of Technology Options*. 2003. Disponível em: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_tech_roadmap.pdf. Acesso em: 18 fev. 2021.

THE TIME DISTANCE WOW. Calculadora de distância. 2021. Disponível em: <https://www.thedistance.com/pt/http://pt.thetimenow.com/distance-calculator.php>. Acesso em: 22 mar. 2021.

THYSSENKRUPP STEEL. *Injection of hydrogen into blast furnace: thyssenkrupp Steel concludes first test phase successfully*. 2021. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/newsroom/press-releases/thyssenkrupp-steel-concludes-first-test-phase-successfully.html>. Acesso em: 7 set. 2021.

TIMMERBERG, Sebastian *et al.* *Renewable electricity targets in selected MENA countries – Assessment of available resources, generation costs and GHG emissions*. *Energy Reports*, v. 5, p. 1470-1487, 2019.

TJARKS, G. *The German Approach towards a Hydrogen Economy*. 2020. Disponível em: https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/09_GeertTjarks.pdf. Acesso em: 7 set. 2021.

TOMMY ISAAC. HyDeploy: The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project. *Clean Energy*, Volume 3, Issue 2, June 2019, Pages 114–125. Disponível em: <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>

TOUILI, S.; ALAMI MERROUNI, A.; AZOUZOUTE, A.; EL HASSOUANI, Y.; AMRANI, A. I. A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 43, n. 51, p. 22777–22796, 2018.

TU, K. J. *Prospects of a Hydrogen Economy with Chinese Characteristics*. 2020. Disponível em: https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/tu_china_hydrogen_economy_2020_1.pdf. Acesso em: 7 set. 2021.

TURCONI, R.; BOLDRIN, A.; ASTRUP, T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 28, p. 555-565, 2015.

UFMG. *Pilhas 'superpoderosas' podem fornecer energia limpa para abastecer até grandes cidades*. 2010. Disponível em: <https://colunadosardinha.wordpress.com/2010/04/27/o-que-fazer-com-pilhas-usadas/>. Acesso em: 12 fev. 2021.

UGARTECHE, Oscar; LEÓN, CARLOS DE. China and the change of the energy matrix in Latin America: a global political economy approach. *Brazilian Journal of Political Economy*, v. 42, n. 2, p. 442-459, 2022.

UNIGEL. *Unigel inaugura fábrica de fertilizantes em Sergipe e se torna maior produtora nacional*. 2021. Disponível em: <https://www.unigel.com.br/unigel-inaugura-fabrica-de-fertilizantes-em-sergipe-e-se-torna-maior-produtora-nacional/>. Acesso em: 13 ago. 2021.

UNIVERSITY OF CAMBRIDGE. Dissemination of IT for the Promotion of Materials Science (DoIT-PoMS). *Types of fuel cells*. 2022. Disponível em: <https://www.doitpoms.ac.uk/tlplib/fuel-cells/types.php>. Acesso em: 5 out. 2022.

US CONGRESS. *H.R.5376 – Inflation Reduction Act of 2022*. 2022. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>. Acesso em: 5 out. 2022.

VALENTINI, A. *2020 in perspective: Green hydrogen and ammonia take the stage*. Argus news. 2021. Disponível em: <https://www.argusmedia.com/en/blog/2021/january/22/2020-in-perspective-green-hydrogen-and-ammonia-take-the-stage>. Acesso em: 12 fev. 2021.

- VAN DE GRAAF, Thijs *et al.* The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Research & Social Science*, v. 70, p. 101667, 2020.
- VAN WIJK, A.; WOUTERS, F.; RACHIDI, S.; IKKEN, B. A *North Africa – Europe Hydrogen Manifesto*. 2019. Disponível em: <https://dii-desertenergy.org/wp-content/uploads/2019/12/Dii-hydrogen-studyNovember-2019.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2021.
- VARGAS, J. E. V.; SEABRA, J. E. A. Fuel-cell technologies for private vehicles in Brazil: Environmental mirage or prospective romance? A comparative life cycle assessment of PEMFC and SOFC light-duty vehicles. *Science of the Total Environment*, v. 798, 149265, 2021.
- VEUM, K. C. *et al.* Taking CertifHy to the next level – Roadmap for building a dual hydrogen certification infrastructure for Guarantees of Origin and for Certification of renewable hydrogen in transport. 2019.
- VIEIRA, R. O. Estudo experimental e numérico de um sistema integrado híbrido solar fotovoltaico com célula a combustível usando etanol e baterias. 2021. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- WANG, L.; CHEN, M.; KÜNGAS, R.; LIN, T.-E.; DIETHELM, S.; MARÉCHAL, F.; VAN HERL, J. Power-to-fuels via solid-oxide electrolyzer: Operating window and techno-economics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 110, p. 174-187, 2019.
- WANG, M.; WANG, Z.; GONG, X.; GUO, Z. The intensification technologies to water electrolysis for hydrogen production – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 29, 573-588, 2014.
- WANNIARACHNICHI, S.; HEWAGE, K.; WIRASINGHE, C.; CHHIPI-SHRESTHA, G.; KARUNATHILAKE, H.; SADIQ, R. Transforming Road freight transportation from fossils to hydrogen: Opportunities and challenges. *International Journal of Sustainable Transportation*, May 2022.
- WATANABE, C. *Japão estimula o uso de células de combustível como fonte residencial de energia*. 2014. Disponível em: <https://economia.uol.com.br/noticias/bloomberg/2014/12/09/japao-estimula-o-uso-de-celulas-de-combustivel-como-fonte-residencial-de-energia.htm#:~:text=O%20uso%20mais%20amplo%20de,lugar%20onde%20ela%20ser%C3%A1%20consumida.&text=O%20foco%20do%20Jap%C3%A3o%20em,no%20pa%C3%ADs%20h%C3%A1%20v%C3%A1rios%20anos>. Acesso em: 23 jan. 2021.
- WEC – WORLD ENERGY COUNCIL GERMANY. *International hydrogen strategies: A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany*, 2020. Disponível em: https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2020/10/WEC_H2_Strategies_finalreport.pdf. Acesso em: 7 jun. 2021.
- WEC, WORKING PAPER: NATIONAL HYDROGEN STRATEGIES. *HYDROGEN ON THE HORIZON: READY, ALMOST SET, GO?* World Energy Council, in collaboration with EPRI and PwC, 2021.
- WULF, C.; REUß, M.; GRUBE, T.; ZAPP, P.; ROBINIUS, M.; HAKE, J. F.; STOLTEN D. Life cycle assessment of hydrogen transport and distribution options. *Journal of Cleaner Production*, v. 199, p. 431-443, 2018.
- WULF, C.; ZAPP, P. Assessment of system variations for hydrogen transport by liquid organic hydrogen carriers. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 43, n. 26, 11884-11895, 2018.
- WURSTER, Reinhold; HOF, Elena. The German hydrogen regulation, codes and standards roadmap. *International Journal of Energy Research*, v. 45, n. 4, p. 4835-4840, 2021.
- YAN, F.; XU, L.; WANG, Y. Application of hydrogen enriched natural gas in spark ignition IC engines: from fundamental fuel properties to engine performances and emissions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, n. 1, p. 1457-1488, 2018.
- YANG, C.; OGDEN, J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 32, n. 2, p. 268-286, 2007.

YUNZHE, J.; BOWEI, Z.; FEIFEI, W.; MENGMENG, L. Research on Hydrogen Energy and Fuel Cell Vehicle Roadmap in Various Countries. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, v. 512, n. 1, 012136, 2020.

ZHANG, G.; SHI, Y.; MALEKI, A.; ROSEN, M. A. Optimal location and size of a grid-independent solar/hydrogen system for rural areas using an efficient heuristic approach. *Renewable Energy*, v. 156, p. 1203–1214, 2020.

ZHONGMING, Zhu *et al.* A blueprint for a ‘green’ recovery from COVID-19 for MENA countries, 2020.

APÊNDICE 1

Emissões referentes a diferentes tipos de tecnologia envolvendo combustão e aplicações para o transporte

Autores	Aplicação	Combustível	Tecnologia	Consumo H₂/outro combustível	Emissões equivalentes no perímetro berço ao tumulo (kgCO₂eq/FU)
Bicer e Dener, 2018	Marítima (carga - 51500 t)	Amônia verde (Eólico)	95% ICE + 5% turbina a vapor	0/7,1 (g/(t.km))	0,0053 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (carga - 51500 t)	Amônia verde (Hídrica)	95% ICE + 5% turbina a vapor	0/7,1 (g/(t.km))	0,0049 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (carga - 51500 t)	HFO (diesel marítimo pesado)	95% ICE + 5% turbina a vapor	0/0,85 (g/(t.km))	0,0108 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (carga - 51500 t)	Hidrogênio (Eólico)	95% ICE + 5% turbina a vapor	1,1/0 (g/(t.km))	0,0024 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (carga - 51500 t)	Hidrogênio (Eólico) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)	95% ICE + 5% turbina a vapor	0,55/0,42 (g/(t.km))	0,0064 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (carga - 51500 t)	Hidrogênio (Hídrica)	95% ICE + 5% turbina a vapor	1,1/0 (g/(t.km))	0,0020 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (carga - 51500 t)	Hidrogênio (Hídrica) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)	95% ICE + 5% turbina a vapor	0,55/0,42 (g/(t.km))	0,0061 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Hwang <i>et al.</i> , 2020	Marítima (ferry - 12000 t)	Gás natural	ICE	0/2,0 (g/(t.km))	0,0112 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Hwang <i>et al.</i> , 2020	Marítima (ferry - 12000 t)	MGO (gasolina marítima)	ICE	0/2,0 (g/(t.km))	0,0115 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (tanker-100000t)	Amônia verde (Eólico)	38% ICE + 62% turbina a vapor	0/1,9 (g/(t.km))	0,0020 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (tanker - 100000t)	Amônia verde (Hídrica)	38% ICE + 62% turbina a vapor	0/1,9 (g/(t.km))	0,0018 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (tanker - 100000t)	HFO (diesel marítimo pesado)	38% ICE + 62% turbina a vapor	0/0,85 (g/(t.km))	0,0055 (kg CO ₂ eq/(t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (tanker - 100000t)	Hidrogênio (Eólico)	38% ICE + 62% turbina a vapor	0,29/0 (g/(t.km))	0,0012 (kg CO ₂ eq/(t.km))

Autores	Aplicação	Combustível	Tecnologia	Consumo H₂/outro combustível	Emissões equivalentes no perímetro berço ao tumulto (kgCO₂eq/FU)
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (tanker - 100000t)	Hidrogênio (Eólico) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)	38% ICE + 62% turbina a vapor	0,14/0,42 (g/(t.km))	0,0033 (kg CO ₂ eq / (t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (tanker - 100000t)	Hidrogênio (Hídrica)	38% ICE + 62% turbina a vapor	0,29/0 (g/(t.km))	0,0011 (kg CO ₂ eq / (t.km))
Bicer e Dincer, 2018	Marítima (tanker - 100000t)	Hidrogênio (Hídrica) + Diesel marítimo (50:50 em base energética)	38% ICE + 62% turbina a vapor	0,14/0,42 (g/(t.km))	0,0032 (kg CO ₂ eq / (t.km))
Bauer et al., 2015	Rodoviária (127 kW)	Diesel	Hybrid ICE	-	0,2170 (kg CO ₂ eq/km)
Bauer et al., 2015	Rodoviária (118 kW)	Diesel	ICE	-	0,2530 (kg CO ₂ eq/km)
Vargas e Seabra, 2021	Rodoviária (não especificado)	Etanol de cana-de-açúcar	ICE	0/96,7 (g/km)	0,1090 (kg CO ₂ eq/km)
Candelaresi et al., 2021	Rodoviária (80 kW)	Gás natural	Hybrid ICE	0/23,1 (g/km)	0,1004 (kg CO ₂ eq/km)
Bauer et al., 2015	Rodoviária (121 kW)	Gás natural	ICE	-	0,2410 (kg CO ₂ eq/km)
Candelaresi et al., 2021	Rodoviária (80 kW)	Gás natural	ICE	0 / 39,1 (g/km)	0,1317 ± 0,0282 (kg CO ₂ eq/km)
Bauer et al., 2015	Rodoviária (126 kW)	Gasolina	Hybrid ICE	-	0,2500 (kg CO ₂ eq/km)
Bauer et al., 2015; Simons e Bauer, 2015; Ahmadi e Kjeang, 2016; Vargas e Seabra, 2021	Rodoviária (117 kW; 130 kW; não especificado)	Gasolina	ICE	-	0,2999 (kg CO ₂ eq/km)
Candelaresi et al., 2021	Rodoviária (80 kW)	Hidrogênio + Gás natural (hidrogênio: 20%vol ou 7,3% da energia)	ICE	0,84/28,2 (g/km)	0,1106 (kg CO ₂ eq/km)
Candelaresi et al., 2021	Rodoviária (80 kW)	Hidrogênio + Gasolina (hidrogênio: 7,3% da energia)	ICE Dual fuel	0,91/31,0 (g/km)	0,1301 (kg CO ₂ eq / km)
Candelaresi et al., 2021	Rodoviária (80 kW)	Hidrogênio verde	Hybrid ICE	12,7/0 (g/km)	0,0410 (kg CO ₂ eq/km)
Candelaresi et al., 2021	Rodoviária (80 kW)	Hidrogênio verde	ICE	16,8/0 (g/km)	0,0434 (kg CO ₂ eq/km)

APÊNDICE 2

Emissões referentes a diferentes tipos de tecnologia envolvendo *powertrain* elétrico e aplicações

Autores	Aplicação	Combustível	Tecnologia	Consumo H₂/outro combustível (g/km ou g/(t.km) ou kWh/km)	Emissões equivalentes no perímetro berço ao túmulo (kgCO₂eq/FU)
Hwang <i>et al.</i> , 2020	Marítima (ferry - 12000 t)	Hidrogênio verde	PEMFC	2,0/0 (g/(t.km))	0,0105 (kg CO ₂ eq/ (t.km))
Vargas e Seabra, 2021	Rodoviária (56 kW)	Etanol de cana de açúcar	SOFC	0/39,5 (g/km)	0,1640 (kg CO ₂ eq/km)
Vargas e Seabra, 2021	Rodoviária (56 kW)	Etanol de milho	SOFC	0/39,5 (g/km)	0,1790 (kg CO ₂ eq/km)
Bauer <i>et al.</i> , 2015	Rodoviária (145 kW)	Hidrogênio (Eólico)	PEMFC	13,6/0 (g/km)	0,0992 ± 0,0429 (kg CO ₂ eq/km)
Vargas e Seabra, 2021	Rodoviária (80 kW)	Hidrogênio (matriz elétrica brasileira 2019)	PEMFC	10,5/0 (g/km)	0,3010 (kg CO ₂ eq/km)
Bauer <i>et al.</i> , 2015; Simons e Bauer, 2015	Rodoviária (40;145 kW)	Hidrogênio (Solar)	PEMFC	11,9/0 (g/km)	0,1423 (kg CO ₂ eq/km)
Candelaresi <i>et al.</i> , 2021	Rodoviária (80 kW)	Hidrogênio verde	PEMFC	7,6/0 (g/km)	0,0560 (kg CO ₂ eq/km)

APÊNDICE 3

Lista de Associações

ID	Nome	Website	Atividade
1	Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base (ABDIB)	https://www.abdib.org.br/	Associação cuja missão é: Contribuir para o crescimento econômico e o desenvolvimento social do Brasil por meio da expansão dos investimentos em infraestrutura e indústrias de base; Fortalecer a competitividade das empresas de bens e serviços para infraestrutura e indústrias de base; Colaborar com agentes públicos e privados na busca de soluções consistentes para viabilizar investimentos; e, Ampliar a participação das empresas brasileiras no mercado global de infraestrutura.
2	Associação Brasileira do Hidrogênio (ABH2)	http://abh2.com.br/index.php/pt/	Associação dedicada a reunir e organizar a pesquisa científica e o desenvolvimento tecnológico na área de Hidrogênio no Brasil.
3	Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (ABIMAQ)	http://www.abimaq.org.br/	Associação a favor do fortalecimento da Indústria Nacional, mobilizando o setor, realizando ações junto às instâncias políticas e econômicas, estimulando o comércio e a cooperação internacionais e contribuindo para aprimorar seu desempenho em termos de tecnologia, capacitação de recursos humanos e modernização gerencial.
4	Associação Brasileira de Recuperação Energética de Resíduos (ABREN)	https://abren.org.br/	Associação voltada à participação de eventos, integração grupos técnicos de trabalho e busca da troca de conhecimento para o desenvolvimento do mercado brasileiro.
5	Associação Brasileira de Tecnologia para Construção e Mineração (SOBRATEMA)	https://www.sobratema.org.br/	Associação se dedica a propor soluções para o desenvolvimento tecnológico do setor, difundir o conhecimento e informações, participar da formação, especialização e atualização de profissionais que atuam no mercado brasileiro da construção e mineração.
6	Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA)	http://abeeolica.org.br/	Associação que congrega e representa a indústria de energia eólica no País, incluindo empresas de toda a cadeia produtiva. Tem como objetivo contribuir de forma efetiva para o desenvolvimento e reconhecimento da energia eólica como uma fonte limpa, renovável, de baixo impacto ambiental, competitiva e estratégica para a composição da matriz energética nacional.

ID	Nome	Website	Atividade
7	Associação Brasileira de Energia de Resíduos e Hidrogênio (ABERH)	https://www.aberh.com.br/	Associação recente, fundada em 2020, com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento do setor de energias oriundas do tratamento de resíduos sólidos, em todas as suas apresentações, promovendo atividades político-institucionais e de fomento para desenvolvimento de negócios, visando ao máximo aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos, dentro dos três pilares da sustentabilidade (ambiental, econômica e social).
8	Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR)	https://www.absolar.org.br/	É uma entidade nacional, sem fins lucrativos, que reúne empresas de toda a cadeia de valor do setor solar fotovoltaico (FV) com operações no Brasil. A entidade coordena, representa e defende os interesses de seus associados quanto ao desenvolvimento do mercado e do setor, promovendo e divulgando a energia solar fotovoltaica no País.
9	Associação Brasileira de Metalurgia, Materiais e Mineração (ABM)	https://www.abmbrasil.com.br/	Missão: Desenvolver ações coletivas que promovam o desenvolvimento das pessoas, a evolução técnico-científica e a inovação em processos, produtos e gestão, nas áreas de metalurgia, materiais e mineração, dando suporte à indústria e à academia.
10	ABEGÁS	https://www.abegas.org.br/	Estimular o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, ampliando o seu uso de forma segura, sustentável e competitiva, promovendo a expansão da infraestrutura de distribuição e a universalização desse energético.
11	Sociedade dos Engenheiros da Mobilidade (SAE Brasil)	https://saebrasil.org.br/	Entidade que representa os engenheiros de mobilidade do Brasil, associada também à SAE internacional.
12	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA)	https://www.anfavea.com.br/	Entidade que reúne as empresas fabricantes de autoveículos (automóveis, comerciais leves, caminhões e ônibus), máquinas agrícolas e rodoviárias autopropulsadas (tratores de rodas, de esteiras, colheitadeiras e retroescavadeiras) com instalações industriais e produção no Brasil.
13	Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE)	http://www.abve.org.br/	Associação civil de direito privado, sem fins econômicos, que prioriza a atuação junto às autoridades e entidades empresariais relacionadas ao setor automotivo, visando à tomada de decisões que incentivem o desenvolvimento e utilização de veículos elétricos (VEs). Tem como objetivo promover a ampla utilização de veículos elétricos no país para tornar o transporte de pessoas e cargas mais limpo e eficiente, em benefício do bem-estar da população, do meio ambiente e do conjunto dos seus associados.

ID	Nome	Website	Atividade
14	Associação Brasileira do Biogás (ABIogás)	https://abiogas.org.br/	Associação que atua como um canal de interlocução com a sociedade civil, os Governos Federal e estaduais, as autarquias e os órgãos responsáveis pelo planejamento energético brasileiro. Tem como objetivo transformar a energia elétrica, combustível e térmica, geradas pelo biogás, em commodities energéticas amplamente utilizadas, com uma participação de 10% na matriz brasileira.
15	Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (SNIC)	http://snic.org.br/	Sindicato constituído em 1953 para fins de estudo, divulgação e representação legal da categoria econômica "Indústria do Cimento", assim considerada a atividade integrada de exploração e beneficiamento de substâncias minerais e sua transformação química em clínquer e consequente moagem, na base territorial nacional.
16	Sindicato da Indústria de Adubos e Corretivos Agrícolas (SIACESP)	http://www.siacesp.com.br/ver2/	Associação sem fins lucrativos constituída para fins de coordenação, proteção, estudos e representação legal da categoria econômica da indústria de adubos e corretivos agrícolas, na base territorial do Estado de São Paulo, conforme estabelece a legislação em vigor sobre a matéria e com o intuito de colaborar com os poderes públicos e as demais associações no sentido da solidariedade social e da subordinação dos interesses nacionais, sendo regida pelo presente Estatuto Social.
18	Associação Nacional para a Difusão de Adubos (ANDA)	https://anda.org.br/	Fundada em 1967, a Anda atua através de estratégias e ações que visem a difusão e promoção de fertilizantes em todas as etapas de seu processo produtivo.
19	Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro (AHK)	https://brasilien.rio.ahk.de/pt/	A Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha de São Paulo, constituída e regida segundo a legislação brasileira, é uma associação civil de fins não lucrativos. Seu objetivo principal é fomentar e promover as relações econômicas, culturais e sociais entre o Brasil e a Alemanha, atuando também de maneira pública, facilitando principalmente o acesso ao mercado dos dois países e a ampliação do mesmo para pequenas e médias empresas. Conta com 800 associados.

APÊNDICE 4

Lista de Centros de Pesquisa

ID	Nome	Website	Estado	Município
1	Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação (IATI)	https://www.iati.org.br/	PE	Recife
2	Laboratório de Biotransformação (LABIC/DCAP), entre outros, do Instituto Nacional de Tecnologia (INT)	https://www.int.gov.br/	RJ	Rio de Janeiro
3	Laboratório de Células a Combustível da Eletrobras (Cepel)	http://www.cepel.br/pt_br/	RJ	Rio de Janeiro
4	Centro de Pesquisas da Petrobras Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES)	https://petrobras.com.br/	RJ	Rio de Janeiro
5	Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH)	https://www.unicamp.br/	SP	Campinas
6	Laboratório Nacional de Biorrenováveis (LNBR) do Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM)	https://lnbr.cnpem.br/	SP	Campinas
7	Centro de Inovação em Novas Energias (CINE) - Divisão 1: Portadores de Energia Densa (UNICAMP)	http://cine.org.br/about-us/	SP	Campinas
8	Centro de Inovação em Novas Energias (CINE) - Division 3: Methane to Products (IPEN)	http://cine.org.br/about-us/	SP	São Paulo
9	Centro de Pesquisa para Inovação em Gás (RCGI)	https://www.rcgi.poli.usp.br/	SP	São Paulo
10	Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN)	https://www.ipen.br/	SP	São Paulo
11	Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT)	https://www.ipt.br/	SP	São Paulo
12	Centro Brasileiro de Referência em Biocombustíveis (CERBIO) do Instituto de Tecnologia do Paraná (TECPAR)	http://www.tecpar.br/	PR	Curitiba
13	Núcleo de Pesquisa em Hidrogênio (NUPHI) - Parque Tecnológico Itaipu (PTI)	https://www.pti.org.br/pt-br	PR	Foz do Iguaçu
14	Laboratório de Estudos em Biogás (Labiogás) da EMBRAPA	https://www.embrapa.br/suinos-e-aves/biogasfert	SC	Concórdia

APÊNDICE 5

Lista de Empresas

ID	Empresa	Website	Categoria	Setor	Nível de maturidade
1	AES Tietê	https://www.aestiete.com.br	Produtor	Eletricidade (Geração / Distribuição)	Provado
2	Air Liquide	https://industrial.airliquide.com.br	Produtor	Fornecedores de gases	Provado
3	Air Products	http://www.airproducts.com.br	Produtor	Fornecedores de gases	Provado
4	ANGLO AMERICAN	https://brasilangloamerican.com	Consumidor	Mineração	Provado
5	ARCELOR MITTAL	https://brasil.arcelormittal.com/	Consumidor	Siderurgia	Provado
6	BAHIAGAS	http://www.bahiagas.com.br	Produtor / Consumidor	Intermediário / Distribuidora de Gás Natural	Provado
7	Braskem	https://www.braskem.com.br/	Consumidor	Petróleo e gás	Provado
8	BRF	https://www.brf-global.com	Consumidor	Alimentação	Provado
9	BUNGE	http://www.bunge.com.br	Consumidor	Fertilizantes	Provado
10	CEGAS	http://www.cegas.com.br	Produtor / Consumidor	Infraestrutura / Distribuidora de Gás Natural	Provado
11	CEMIG	https://www.cemig.com.br	Produtor	Eletricidade (Geração / Distribuição)	Provado
12	CESP	https://www.cesp.br	Produtor	Eletricidade (Geração / Distribuição)	Provado
13	CIPLAN	www.ciplan.com.br	Consumidor	Cimento	Provado
14	CLARIANT	https://www.clariant.com/pt/	Produtor (Insumos)	Catalisadores	Provado
15	COMGAS	https://www.comfas.com.br	Produtor / Consumidor	Intermediário / Distribuidora de Gás Natural	Provado
16	COPEBRÁS	https://cmocbrasil.com.br	Consumidor	Fertilizantes	Interessado
17	CRH	www.crhbrasil.com	Consumidor	Cimento	Interessado
18	CRISTA MARGARINA	http://cristamargarina.com.br	Consumidor	Alimentação	Provado
19	CSN	www.csn.com.br	Consumidor	Siderurgia	Provado
20	EDF	https://edfnortefluminense.com.br	Produtor	Eletricidade (Geração / Distribuição)	Interessado

ID	Empresa	Website	Categoria	Setor	Nível de maturidade
21	Electrocell	https://www.cietec.org.br/project/electrocell/	Produtor (Equipamentos)	Fabricação de células a combustível	Provado
22	Eletronuclear	https://www.eletronuclear.gov.br/	Produtor	Eletricidade (Geração / Distribuição)	Provado
23	Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos de São Paulo (EMTU-SP),	https://www.emtu.sp.gov.br/	Consumidor	Mobilidade	Provado
24	ENEL	https://www.enel.com.br	Produtor	Eletricidade (Geração / Distribuição)	Interessado
25	ENGIE	https://www.engie.com.br	Produtor	Eletricidade (Geração / Distribuição)	Interessado
26	EQUINOR	https://www.equinor.com.br	Produtor / Consumidor	Petróleo e gás	Provado
27	ERGOSTECH	http://ergostech.com.br/	Produtor (Insumos) / Produtor / Consumidor	Agronegócio (açúcar, etanol, energia elétrica, etc)	Interessado
28	EVONIK	https://central-south-america.evonik.com/pt	Produtor (Insumos)	Catalisadores	Provado
29	FCC	www.fccsa.com.br	Produtor (Insumos)	Catalisadores	Interessado
30	FERTIPAR	https://www.fertipar.com.br	Consumidor	Fertilizantes	Interessado
31	FTP	https://www.fptindustrial.com/global/pt	Consumidor	Mobilidade	Interessado
32	FURNAS	https://www.furnas.com.br	Produtor	Eletricidade (Geração)	Interessado
33	GALVANI	http://www.galvani.ind.br	Consumidor	Fertilizantes	Interessado
34	GERDAU	www.gerdau.com.br	Consumidor	Siderurgia	Provado
35	HERINGER	http://www.heringer.com.br	Consumidor	Fertilizantes	Interessado
36	HYTRON	https://www.hytron.com.br	Intermediário	Infraestrutura	Provado
37	ILHABRAS	http://www.lhara.com.br	Consumidor	Fertilizantes	Interessado
38	INTERCEMENT	www.intercement.com	Consumidor	Cimento	Interessado
39	ITAMBÉ	www.cimentoitambe.com.br	Consumidor	Cimento	Interessado
40	LAFARGE	www.lafargeholcin.com	Consumidor	Cimento	Interessado
41	Lanxess	http://lanxess.com.br/pt/home/	Intermediário	Química	Interessado
42	Linde / PRAXAIR / White Martins	https://www.praxair.com.br	Produtor	Fornecedores de gases	Provado

ID	Empresa	Website	Categoria	Setor	Nível de maturidade
43	Messer Griesheim	https://www.messer-br.com/	Produtor	Fornecedores de gases	Provado
44	MITSUI	https://www.mitsui.com/br/pt/	Consumidor	Mineração	Interessado
45	MIZU	www.mizu.com.br	Consumidor	Cimento	Interessado
46	MOSAIC	https://www.mosaicco.com.br	Consumidor	Fertilizantes	Interessado
47	NADIR FIGUEIREDO	https://www.nadir.com.br	Consumidor	Vidro	Provado
48	NATURGY	https://www.naturgy.com.br	Produtor / Consumidor	Intermediário / Distribuidora de Gás Natural	Provado
49	Nicrosol	http://www.nicrosol.com.br/	Consumidor	Siderurgia	Provado
50	Nova Transportadora do Sudeste AS (NTS)	https://www.ntsbrasil.com/pt/	Intermediário	Infraestrutura / Transportadora de Gás Natural	Interessado
51	Oxiteno	http://www.oxiteno.com	Intermediário	Química	Provado
52	PETROBRAS	https://www.totalbrasil.com.br	Produtor / Consumidor	Petróleo e gás	Provado
53	PORTO DO AÇU	https://portodoacu.com.br	Intermediário	Infraestrutura	Provado
54	PORTO DO ARATU	https://codelpa.com.br/eficiente/sites/portalcodeba/pt-br/home.php	Intermediário	Infraestrutura	Interessado
55	PORTO DO PECÉM	https://www.complexodopecem.com.br/porto	Intermediário	Infraestrutura	Provado
56	RAIZEN	https://www.raizen.com.br	Produtor (Insumos)	Agronegócio (açúcar, etanol, energia elétrica, etc.)	Provado
57	Renault	https://www.renault.com.br/	Consumidor	Mobilidade	Provado
58	SAE BRASIL	https://saebrasil.org.br/	Consumidor	Mobilidade	Provado
59	SÃO MARTINHO	https://www.saomartinho.com.br	Produtor (Insumos)	Agronegócio (açúcar, etanol, energia elétrica, etc.)	Interessado
60	SCHOTT BRASIL	https://www.schott.com/brazil/portuguese	Consumidor	Vidro	Provado
61	SHELL	https://www.shell.com.br	Produtor / Consumidor	Petróleo e gás	Provado
62	SIEMENS ENERGY	https://www.siemens-energy.com/br/pt.html	Produtor (Equipamentos) / Produtor / Consumidor	Eletrolisador / Geração de eletricidade	Provado
63	SINOPEC/REPSOL	https://www.repsolsinopec.com.br	Produtor / Consumidor	Petróleo e gás	Provado
64	Sunlution	https://www.sunlution.com.br/	Intermediário	Infraestrutura	Interessado

ID	Empresa	Website	Categoria	Setor	Nível de maturidade
65	TBG	https://www.tbg.com.br/	Intermediário	Infraestrutura / Transportadora de Gás Natural	Interessado
66	TERNIUM	https://br.ternium.com/pt/	Consumidor	Siderurgia	Provado
67	THYSSENKRUPP	https://www.thyssenkrupp-brazil.com/	Produtor (Equipamentos) / Produtor / Consumidor	Infraestrutura / Geradora de eletricidade	Provado
68	TOTAL	https://www.totalbrasil.com	Produtor / Consumidor	Petróleo e gás	Provado
69	Toyota	https://www.toyota.com.br/	Consumidor	Mobilidade	Provado
70	TRACEL	https://www.tracel.com.br/	Produtor (Equipamentos)	Fabricação de células a combustível	Provado
71	Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	https://ntag.com.br/	Intermediário	Infraestrutura / Transportadora de Gás Natural	Interessado
72	TUPI	www.cimentotupi.com.br	Consumidor	Cimento	Interessado
73	TUPY	https://www.tupy.com.br/portugues/home/index.php	Consumidor	Siderurgia	Provado
74	UMICORE	www.umicore.com.br	Produtor (Insumos)	Catalisadores	Interessado
75	VALE	http://www.vale.com.br	Consumidor	Fertilizantes / Mineração	Interessado
76	VOTORANTIM	www.votorantimcimentos.com.br	Consumidor	Cimento	Interessado
77	YARA BRASIL	https://www.yarabrasil.com.br	Consumidor	Fertilizantes	Interessado

APÊNDICE 6

Lista de Entidades Governamentais

ID	Nome	Website	Setor	Descrição
1	Banco do Nordeste do Brasil (BNB)	https://www.bnb.gov.br/	Agência de Financiamento	Banco de desenvolvimento e tem por finalidade promover o desenvolvimento sustentável da Região Nordeste do Brasil, por meio do apoio financeiro aos agentes produtivos regionais, em particular o Fundo de Investimentos do Nordeste (FINOR).
2	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	https://www.bndes.gov.br/	Agência de Financiamento	Instrumento do Governo Federal para o financiamento de longo prazo e investimento em todos os segmentos da economia brasileira.
3	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)	https://www.gov.br/cnpq/pt-br	Agência de Financiamento	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Agência Financiadora
4	FINEP	http://www.finep.gov.br/	Agência de Financiamento	Financiadora de Estudos e Projetos, em particular Rota 2030
5	Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa (Fundep)	http://www.fundep.ufmg.br/	Agência de Financiamento	Fundação de apoio a pesquisadores e empreendedores acadêmicos para o desenvolvimento do ecossistema de Pesquisa, Ensino e Inovação.
6	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	https://www.aneel.gov.br/	Agência reguladora	Atua proporcionando condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio.
7	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	https://www.gov.br/anp/pt-br	Agência reguladora	Órgão federal responsável pela regulação das indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, é uma autarquia federal especial que executa a política nacional para o setor.
8	Comissão de Valores Mobiliários (CVM)	https://www.gov.br/cvm/pt-br	Agência reguladora	Fiscalizar, normatizar, disciplinar e desenvolver o mercado de valores mobiliários no Brasil; expedição de títulos verdes (<i>green bonds</i>).
9	Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT)	http://www.abnt.org.br/	Órgão normativo	Responsável pela elaboração das Normas Brasileiras (ABNT NBR), elaboradas por seus Comitês Brasileiros (ABNT/CB), Organismos de Normalização Setorial (ABNT/ONS) e Comissões de Estudo Especiais (ABNT/CEE); desenvolvimento de normas no âmbito da Comissão de Estudo Especial de Tecnologias de Hidrogênio (ABNT/CEE-67).

ID	Nome	Website	Setor	Descrição
10	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)	https://www.gov.br/inmetro/pt-br	Órgão normativo	Elaborar e disseminar as Normas Brasileiras relativa a hidrogênio, harmonizadas com as normas internacionais.
11	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE)	https://www.cgee.org.br/home	Participante da elaboração de política pública	Elaborar estudos de futuro e avaliação de políticas e grandes programas no âmbito da CT&I; Grande Impulso Energia - (Energy Big Push) - A iniciativa tem como objetivo apoiar a promoção de mais e melhores investimentos públicos e privados em energias sustentáveis, com ênfase em inovação, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do País.
12	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	https://www.epe.gov.br/pt	Participante da elaboração de política pública	Prestadora de serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis.
13	Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI)	https://www.gov.br/mcti/pt-br	Participante da elaboração de política pública	O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações pertence à administração direta do governo federal do Brasil e é responsável pela formulação e implementação da Política Nacional de Ciência e Tecnologia
14	Ministério de Minas e Energia (MME)	https://www.gov.br/mme/pt-br	Participante da elaboração de política pública	O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960 e possui como principais responsabilidades o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que atuam na proposição de políticas nacionais e medidas para o setor e o acompanhamento e avaliação da segurança do suprimento eletroenergético, respectivamente.

APÊNDICE 7

Lista de Universidades

ID	Laboratório	Departamento	Nome	Website	UF	Município
1	Laboratório de Eletroquímica e Energia (LEE)	Departamento de Química	Universidade Federal do Amazonas (UFAM)	https://www.ppgq.ufam.edu.br/	AM	Manaus
2	Instituto de Tecnologia	Engenharia de Recursos Naturais da Amazônia	Universidade Federal do Pará (UFPA)	http://www.itec.ufpa.br/	PA	Belém
3	Sem laboratório ou grupo identificado	Grupo de Estudo em Fontes Renováveis de Energia (GEFRE)	Instituto Federal do Tocantins (IFTO)	http://www.palmas.ifto.edu.br/projetos/gefre/	TO	Palmas
4	Sem laboratório ou grupo identificado	-	SENAI CIMATEC	http://www.senaicimatec.com.br/	BA	Salvador
5	Grupo de Pesquisa em Eletroquímica Energia e Materiais (GPEEM)	Departamento de Engenharia Mecânica	Universidade Federal da Bahia (UFBA)	http://dgp.cnpq.br/dgp/espelhoGrupo/0893245805036546	BA	Salvador
6	Sem laboratório ou grupo identificado	Departamento de Engenharia Industrial	Universidade Federal da Bahia (UFBA)	http://pei.ufba.br/pt-br/linhas-de-pesquisa-0-	BA	Salvador
7	Sem laboratório ou grupo identificado	Departamento de Ciências Físicas e Aplicadas	Universidade Estadual do Ceará (UECE)	http://www.uece.br/macfa/pesquisa/	CE	Fortaleza
8	Sem laboratório ou grupo identificado	Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental	Universidade Federal do Ceará (UFC)	https://ct.ufc.br/pt/laboratorios-do-centro-de-tecnologia/departamento-de-engenharia-hidraulica-e-ambiental-2/	CE	Fortaleza
9	Laboratório de Pesquisa em Adsorção e Captura de CO2 (LPA)	Grupo de Pesquisa em Separações por Adsorção (GPSA)	Universidade Federal do Ceará (UFC)	http://www.gpsa.ufc.br/v3/projetos/	CE	Fortaleza
10	Laboratório de Combustão em Energias Renováveis (LACER)	Departamento de Engenharia Mecânica	Universidade Federal do Ceará (UFC)	https://ppgengmecanica.ufc.br/pt/	CE	Fortaleza
11	Sem laboratório ou grupo identificado	-	Universidade Federal do Ceará (UFC)	https://ct.ufc.br/pt/	CE	Fortaleza
12	Centro de Ciências Exatas e da Natureza (CCEN)	Departamento de Química	Universidade Federal da Paraíba (UFPB)	http://www.quimica.ufpb.br/dq	PB	João Pessoa
13	Laboratório de Saneamento Ambiental	Engenharia Química	Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)	https://sites.ufpe.br/lsa/linhas-de-pesquisa/	PE	Recife

ID	Laboratório	Departamento	Nome	Website	UF	Município
14	Programa De Pós-Graduação em Engenharia Química	Engenharia Química	Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)	https://sigaa.ufrn.br/sigaa/public/programa/areas.jsf?c=PL_BR&id=106	RN	Natal
15	Creation Research Group - Renewable Energies	-	Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)	https://ufrn.br/	RN	Natal
16	Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) + Departamento de Engenharia	-	Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI)	https://unifei.edu.br/	MG	Itajubá
17	Laboratório de Materiais e Pilhas a Combustível (LaMPaC)	Departamento de Química	Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG)	http://zeus.qui.ufmg.br/~lampac/linhas-de-pesquisa/	MG	Minas Gerais
18	Laboratório de Separação e Energias Renováveis (LASER)	Faculdade de Engenharia Química	Universidade Federal de Uberlândia (UFU)	http://www.feq.ufu.br/unidades/laboratorio/laboratorio-de-separacao-e-energias-renovaveis	MG	Uberlândia
19	Laboratório de Materiais Avançados	Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais - CCT	Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF)	https://uenf.br/cct/lamav/	RJ	Campos de Goytacazes
20	Laboratório de Ciências Químicas	Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais - CCT	Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF)	http://www.uenf.br/Uenf/Pages/CCT/Lcqui/?cod_pag=822	RJ	Campos de Goytacazes
21	Grupo de Otimização de Sistemas de Energia	Departamento de Engenharia Química e de Petróleo	Universidade Federal Fluminense (UFF)	https://app.uff.br/riuff/	RJ	Niterói
22	Laboratório de Reatores, Cinética e Catálise (RECAT)	Departamento de Engenharia Química	Universidade Federal Fluminense (UFF)	http://dgp.cnpq.br/dgp/espelhogrupo/576104	RJ	Niterói
23	Centro de Desenvolvimento em Energia e Veículos (CDEV) e Instituto Tecnológico (ITUC)	Departamento de Engenharia Mecânica	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)	https://www.cdev.com.br/ ; https://mec.puc-rio.br/	RJ	Rio de Janeiro
24	Laboratório de Tecnologias do Hidrogênio (LABTECH)	Escola de Química	Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)	http://www.labtech.eq.ufrj.br/pessoal	RJ	Rio de Janeiro
25	Laboratório de Hidrogênio (LabH2) - COPPE	COPPE/CT	Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)	http://www.labh2.coppe.ufrj.br/index.php/pt/sobre-o-labh2/o-laboratorio	RJ	Rio de Janeiro

ID	Laboratório	Departamento	Nome	Website	UF	Município
26	Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL)	-	Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)	http://www.geSEL.ie.ufrj.br/index.php/pages/who	RJ	Rio de Janeiro
27	Programa de Doutorado em Ciência, Tecnologia e Inovação Agropecuária (PPGCTIA)	Pós-Graduação em Química	Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ)	http://cursos.ufrj.br/posgraduacao/ppgq/areas-e-linhas-de-pesquisa/	RJ	Seropédica
28	Sem laboratório ou grupo identificado	Departamento de Físico Química	Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (UNESP)	https://www.iq.unesp.br/?h.location=ufi#!//departamentos/fisico-quimica/pesquisa/	SP	Bauru
29	Laboratório de Hidrogênio da Unicamp (LH2)	Instituto de Física Gleb Wataghin (IFGW)	Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)	https://www.facebook.com/Laborat%C3%B3rio-de-Hidrog%C3%AAnio-da-Unicamp-174745146884434/about/?ref=page_internal	SP	Campinas
30	Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE)	-	Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)	https://www.nipe.unicamp.br/linhas-de-pesquisa.php	SP	Campinas
31	Grupo de Otimização de Sistemas de Energia (GOSE)	Departamento de Energia	Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (UNESP)	https://www.feg.unesp.br/#/gose	SP	Guaratinguetá
32	Laboratório de Eletrocatalise e Eletroquímica Ambiental (LEEA)	Departamento de Química	Universidade de São Paulo (USP)	http://sites.usp.br/leea/	SP	Ribeirão Preto
33	Equipe Fórmula FEI H2	-	Faculdade de Engenharia Industrial (FEI)	https://portal.fei.edu.br/noticia/185/alunos-de-engenharia-desenvolvem-veiculo-movido-a-hidrogenio	SP	São Bernardo do Campo
34	Laboratório de Eletroquímica do IQSC	Instituto de Química	Universidade de São Paulo (USP)	http://eletroquimica.iqsc.usp.br/linhasdepesquisa/	SP	São Carlos
35	Escola de Engenharia de São Carlos (EESC)	Departamento de Engenharia Mecânica	Universidade de São Paulo (USP)	https://eesc.usp.br/pesquisa/	SP	São Carlos

ID	Laboratório	Departamento	Nome	Website	UF	Município
36	Laboratório de Processos Biológicos (LPB)	Departamento de Hidráulica e Saneamento da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC)	Universidade de São Paulo (USP)	https://lpb.eesc.usp.br/	SP	São Carlos
37	Centro de Pesquisa para Inovação em Gás (RCGI)	Escola Politécnica	Universidade de São Paulo (USP)	https://www.rcgi.poli.usp.br/pt-br/programas-e-projetos/	SP	São Paulo
38	Laboratório de Hidrogênio em Metais	Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais	Universidade Federal de São Carlos (UFSC)	https://www.ppgcem.ufscar.br/pt-br/linhas-de-pesquisa/materiais-para-energia	SP	São Carlos
39	Grupo de Sistemas de Energia Elétrica (GSEP)	Engenharia Elétrica	Universidade Federal de Brasília (UnB)	https://ppgee.unb.br/	DF	Brasília
40	Instituto de Química (INQUJ)	-	Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS)	https://www.ufms.br/pesquisadores-desenvolvem-novo-material-para-a-producao-de-gas-hidrogenio/	MS	Cuiabá
41	Laboratório de Mecanização Agrícola e Agricultura de Precisão (LAWAP)	Engenharia Agrícola	Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE)	https://www.unioeste.br/portal/laboratorios/lamap	PR	Cascavel
42	Laboratório de Células de Combustível (LaCelC)	Departamento de Engenharia Mecânica	Universidade Federal do Paraná (UFPR)	http://demec.ufpr.br/gect/	PR	Curitiba
43	Grupo de Pesquisa em Engenharia de Energia	-	Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA)	http://dgp.cnpq.br/dgp/espelhogrupo/42500	PR	Foz do Iguaçu
44	Grupo Interdisciplinar de Pesquisa em Combustíveis Gasosos	-	Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA)	http://dgp.cnpq.br/dgp/espelhogrupo/823867542694519	PR	Foz do Iguaçu
45	Grupo de Pesquisa em Eletroquímica e Caracterização de Materiais + Grupo de Pesquisa: Síntese e Aplicação de Moléculas, Macromoléculas e Materiais + Laboratório de Síntese e Caracterização de Materiais (SiCaMat)	Energia e Sustentabilidade	Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA)	https://portal.unilaeu.br/doutorado/ppgies/linhas-de-pesquisa	PR	Foz do Iguaçu

ID	Laboratório	Departamento	Nome	Website	UF	Município
46	Laboratório de Materiais e Energias Renováveis (LABMATER, antigo LabCatProBio)	-	Universidade Federal do Paraná (UFPR)	http://www.palotina.ufpr.br/portal/labmater/	PR	Palotina
47	Sem laboratório ou grupo identificado	Programa de Parcerias para Incentivo à Inovação e Desenvolvimento de Processos Tecnológicos (Produotec)	Universidade Federal do Paraná (UFPR)	https://www.ufpr.br/portal/ufpr/noticias/produotec-firma-parceria-com-parque-tecnologico-itaipu/	PR	Curitiba
48	Laboratório de Engenharia Ambiental e de Energia (LEAL)	Centro de Engenharias	Universidade Federal de Pelotas (UFPEL)	https://wp.ufpel.edu.br/leae/en/the-lab/	RS	Pelotas
49	Laboratório de Fotoquímica e superfície (LAFOS) + Laboratório de Materiais Aplicados e Interfaces (LAMA) + Laboratório de Filmes Finos e Fabricação de Nanoestruturas (L3Fnano)	Departamento de Ciência dos Materiais	Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)	https://www.ufrgs.br/propesq1/propesq/laboratorio-de-fotoquimica-e-superficies/ ;	RS	Porto Alegre
50	Grupo de Pesquisa em Motores, Combustíveis e Emissões (GPMOT)	Departamento de Engenharia Mecânica	Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)	http://coral.ufsm.br/gpmot/index.php	RS	Santa Maria
51	Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos (LabCET)	Departamento de Engenharia Mecânica	Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)	https://labcet.ufsc.br/	SC	Florianópolis

Lista de Abreviaturas

°C	Graus Celsius
ABDIB	Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base
ABH2	Associação Brasileira do Hidrogênio
ABIMAQ	Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABREN	Associação Brasileira de Recuperação Energética de Resíduos
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACV	Avaliação do Ciclo de Vida <i>Life Cycle Assessment</i>
ADNOC	Companhia Nacional de Petróleo de Abu Dhabi <i>Abu Dhabi National Oil Company</i>
AEM	Membrana Trocadora de Ânions <i>Anion Exchange Membrane</i>
AEMC	Comissão Australiana do Mercado de Energia <i>Australian Energy Market Commission</i>
AEMO	Operador do Mercado de Energia Australiano <i>Australian Energy Market Operator</i>
AER	Regulador de Energia Australiano <i>Australian Energy Regulator</i>
AFID	Infraestruturas de Combustíveis Alternativos <i>Alternative Fuel Infrastructures</i>
AGIG	Redes de gás australianas <i>Australian Gas Networks</i>
AHK RIO	Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro
AIB	Associação de Organismos Emissores (Europa) <i>Association of Issuing Bodies</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ARC	Conselho de Pesquisa Australiano <i>Australian Research Council</i>
AREH	Centro Asiático de Energia Renovável

ARENA	Agência Australiana de Energia Renovável <i>Australian Renewable Energy Agency</i>
ASME	Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos <i>American Society of Mechanical Engineers</i>
AT	Reforma Autotérmica <i>Autothermal Reforming</i>
AusH2	Ferramenta de Oportunidades de Hidrogênio da Austrália <i>Australia Hydrogen Opportunities Tool</i>
BASA	Banco da Amazônia
BASE	Barbosa & Barbosa Engenharia Elétrica
BEIS	Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial do Reino Unido <i>Department for Business, Energy and Industrial Strategy</i>
BEV	Veículos Elétricos a Bateria <i>Battery Electric Vehicle</i>
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BMWK	Ministério Alemão para Assuntos Econômicos e Ação Climática <i>Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz</i>
BNB	Banco do Nordeste
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BoP	Balanço da Planta <i>Balance of Plant</i>
CAPEX	Custo de Capital <i>Capital of Expenditure</i>
CATARC	Centro de Pesquisa e Tecnologia Automotiva da China <i>China Automotive Research and Technology Center</i>
CBAM	Mecanismo de Taxação de Carbono na Fronteira <i>Carbon Border Adjustment Mechanism</i>
CBIO	Crédito de Descarbonização
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCfD	Contratos de Carbono por Diferença <i>Carbon Contracts for Difference</i>
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono <i>Carbon Capture and Storage</i>
CCUS	Captura, Uso e Armazenamento de Carbono <i>Carbon Capture Use and Storage</i>
CDMF	Centro de Desenvolvimento de Materiais Funcionais
CE	Comissão Europeia
CEA	Comissariado de Energia Atômica e Energias Renováveis (França) <i>Commissariat à l'énergie Atomique et aux Énergies Alternatives</i>
CEBDS	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável

CEC	Comissão de Energia da Califórnia <i>California Energy Commission</i>
CEFC	Corporação Financeira de Energia Limpa (Austrália) <i>Clean Energy Finance Corporation</i>
Cegás	Companhia de Gás do Ceará
CEM	Reunião Ministerial de Energia Limpa <i>Clean Energy Ministerial</i>
CEN	Coordenador Elétrico Nacional do Chile <i>Coordinador Eléctrico Nacional</i>
CENEH	Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio
CENPES	Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CER	Centros Cooperativos de Pesquisa <i>Cooperative Research Centres</i>
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CfD	Contratos por Diferença <i>Contracts for Difference</i>
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CGH	Centrais Hidrelétricas com Capacidade Instalada Reduzida
CH ₂	Hidrogênio Comprimido
CH ₄	Metano
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIPP	Complexo Industrial do Porto do Pecém
CNE	Comissão Nacional de Energia do Chile <i>Comisión Nacional de Energía</i>
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNG	Gás Natural Comprimido <i>Compressed Natural Gas</i>
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPEM	Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais
CNPq	Conselho Nacional de Pesquisas
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ eq	Dióxido de Carbono Equivalente
COP	Conferência das Partes
CRC	Programa de Centros de Pesquisa Cooperativa (Austrália) <i>Cooperative Research Australia</i>

CRI	Índice de Maturidade Comercial <i>Commercial Readiness Index</i>
CSIRO	Organização de Ciência e Pesquisa Industrial da Commonwealth da Austrália <i>Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation</i>
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DEWA	Autoridade de Eletricidade e Água de Dubai <i>Dubai Electricity and Water Authority</i>
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos <i>Department of Energy</i>
DTE	Diretiva Tributação da Energia (União Europeia)
EECS	Sistema Europeu de Certificação Energética <i>European Energy Certificate System</i>
EIB	Banco Europeu de Investimentos ? <i>European Investment Bank</i>
EIGA	Associação Europeia de Gases Industriais <i>European Industrial Gases Association</i>
EMBRAPA	Laboratório de Estudos em Biogás da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energia Renovável
ERF	Fundo de Redução de Emissões (Austrália) <i>Emissions Reduction Fund</i>
ESRI	<i>Environmental Systems Research Institute</i>
EUA	Estados Unidos da América
EU-ETS	Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia <i>European Union Emissions Trading System</i>
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
FCEV	Veículo a Célula de Combustível <i>Fuel Cell Vehicle</i>
FCH JU	Empresa Comum de Células de Combustível e Hidrogênio <i>Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking</i>
FFI	Fortescue Future Industries
FIEC	Federação das Indústrias do Estado do Ceará
FINAME	Fundo de Financiamento para Aquisição de Máquinas e Equipamentos Industriais
FINEM	Financiamento a Empreendimentos
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FNE	Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
FRE	Fontes Renováveis de Energia
FUNDEP	Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa

FUNTEC	Fundo de Desenvolvimento Técnico-Científico
GEE	Gases de Efeito Estufa
GIS	Sistema de Informação Geográfica <i>Geographic Information System</i>
GIZ	Agência Alemã de Cooperação Internacional <i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i>
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito <i>Liquefied Natural Gas</i>
GO	Garantia de Origem <i>Guarantee of Origin</i>
GSG	Grupo de Esquema de Gás <i>Gas Scheme Group</i>
GWA	Atlas Eólico Global <i>Global Wind Atlas</i>
H ₂	Hidrogênio
H ₂ V	Hidrogênio Verde
HC	Hidrocarbonetos
HCNG	Mistura de Hidrogênio com Gás Natural
HESC	Cadeia de Suprimento de Energia de Hidrogênio <i>Hydrogen Energy Supply Chain</i>
HPA	Contrato de Compra de Hidrogênio de Longo Prazo <i>Hydrogen Purchase Agreements</i>
HRS	Estação de Abastecimento de Hidrogênio <i>Hydrogen Refueling Station</i>
HSA	Contrato de Revenda de Hidrogênio de Curto Prazo <i>Hydrogen Sales Agreements</i>
HYBRIT	<i>Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology</i>
HyDRA	Plataforma de análise para economia do hidrogênio <i>Hydrogen Demand and Resource Analysis</i>
IATI	Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação
IEA	Agência Internacional de Energia <i>International Energy Agency</i>
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional <i>International Electrotechnical Commission</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INP	Institut National Polytechnique
IPCEI	Importante Projeto de Interesse Comum Europeu <i>Important Projects of Common European Interest</i>
IPEN	Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares

IPHE	Parceria Internacional para Hidrogênio e Células de Combustível na Economia <i>International Partnership for Hydrogen and Fuel Cell in the Economy</i>
I-REC	Certificação Internacional de Energia Renovável
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável <i>International Renewable Energy Agency</i>
ISO	Organização Internacional para Padronização <i>International Organization for Standardization</i>
ITA	Instituto Tecnológico de Aeronáutica
LabCelComb	Laboratório de Células a Combustível
LabH2	Laboratório de Hidrogênio
LabTech	Laboratório de Tecnologias do Hidrogênio
LaMPaC	Laboratório de Materiais e Pilhas a Combustível
LCOE	Custo Nivelado de Energia <i>Levelized Cost of Energy</i>
LCOH	Custo Nivelado de Hidrogênio <i>Levelized Cost of Hydrogen</i>
LCOS	Custo Nivelado de Armazenamento <i>Levelized Cost of Storage</i>
LETS	Declarações de baixa emissão <i>Low Emission Statements</i>
LH ₂	Hidrogênio Liquefeito
LOHC	Carregadores de Hidrogênio Orgânicos Líquidos <i>Liquid Organic Hydrogen Carriers</i>
MCH	Tolueno / Metil-Ciclohexano
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MCTI	Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação
MENA	Oriente Médio e Norte da África <i>Middle East and North Africa</i>
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MoU	Memorando de Entendimento <i>Memorandum of Understanding</i>
NERA	Recursos Energéticos Nacionais da Austrália <i>National Energy Resources Australia</i>
NGER	Relatório Nacional de Efeito Estufa e Energia (Austrália) <i>National Greenhouse and Energy Reporting</i>
NH ₃	Amônia
NOx	Óxido de Nitrogênio
NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis do Estados Unidos <i>National Renewable Energy Laboratory</i>

NUPHI	Núcleo de Pesquisa em Hidrogênio
O ₂	Oxigênio
OIE	Oferta Interna de Energia
OPEX	Custo de Manutenção e Operação <i>Operational Expenditure</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCI	Projetos de Interesse Comum <i>Projects of Common Interest</i>
PEM	Membrana Trocadora de Prótons <i>Proton Exchange Membrane</i>
PEMFC	Células a Combustível de Troca de Prótons <i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PME	Pequenas e Médias Empresas
PNH2	Programa Nacional de Hidrogênio
Pox	Oxidação Parcial <i>Partial Oxidation</i>
ProCaC	Programa Brasileiro de Hidrogênio e Sistemas Células a Combustível
ProH2	Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para Economia do Hidrogênio
PtG	Conversão de energia elétrica em combustível gasoso <i>Power-to-Gas</i>
PTI	Parque Tecnológico Itaipu
PtX	Conversão de energia elétrica em outra forma de energia armazenável <i>Power-to-X</i>
RCGI	Centro de Pesquisa para Inovação em Gases de Efeito Estufa
RED	Diretiva de Energia Renovável da Europa <i>Renewable Energy Directive</i>
RFNBO	Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica <i>Renewable Fuels of Non-Biological Origin</i>
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SENAI	Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMR	Reforma a Vapor do Gás Natural <i>Steam Methane Reforming</i>
SNIC	Sindicato Nacional da Indústria do Cimento
SOBRATEMA	Associação Brasileira de Tecnologia para Construção e Mineração
SOEC	Membrana Cerâmica Célula Eletrolisadora de Óxido Sólido <i>Solid Oxide Electrolyzer Cell</i>

SOFC	Célula a Combustível de Óxido Sólido <i>Solid Oxide Fuel Cell</i>
SPC	Sociedade de Propósito Especial <i>Special Purpose Company</i>
SPE	Sociedade de Propósito Específico
SR	Reforma a Vapor <i>Steam Reforming</i>
Stack	Módulo de Eletrólise
TC	Comitê Técnico <i>Technical Committee</i>
TLP	Taxa de Longo Prazo
TRL	Nível de Maturidade Tecnológica <i>Technology Readiness Level</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UE	União Europeia
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UFPR	Universidade Federal do Paraná
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSCar	Universidade Federal de São Carlos
Unicamp	Universidade Estadual de Campinas
USP	Universidade de São Paulo
WACC	Custo médio ponderado de capital <i>Weighted Average Capital Cost</i>
WBSCD	<i>World Business Council for Sustainable Development</i>
WGS	Reação de Deslocamento Gás-Água <i>Water-gas shift</i>
WRI	Instituto de Recursos Mundiais <i>World Resources Institute</i>

Adely Maria Branquinho das Dores: Engenheira eletricista formada pela PUC-RJ (1976), Mestre em Engenharia de transportes pela COPPE (2018), com MBA na Fundação Getúlio Vargas para Gerentes e Diretores (1999) e Curso para Conselheiros de Administração no IBGC (2013). Atuou no BNDES entre 1993 e 2013, exercendo cargos executivos em todos os setores da infraestrutura, tendo sido Chefe do Departamento de Transportes e Logística e Gerente em Energia, em Saneamento, em Transporte Urbano e em Telecomunicações. Exerceu cargos executivos em setores da indústria, tendo sido Chefe do Departamento de Papel e Celulose e Gerente de Bens de Capital. Participou dos conselhos de Administração do CPqD e da Klabin S.A. Antes do BNDES, trabalhou como engenheira em empresas de consultoria de projetos (1976-1993).

Allyson Thomas Oliveira de Sena: Graduando em Engenharia de Energias Renováveis pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB) e Pesquisador Júnior do GESEL.

Ana Carolina Chaves: Engenheira de Petróleo formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, mestre em Engenharia Urbana pela Escola Politécnica (UFRJ), especialista em Meio Ambiente (COPPE/UFRJ) e doutora em População, Território e Estatísticas Públicas pela Escola Nacional de Ciências Estatísticas (ENCE/IBGE). Atualmente, atua na área de Energia e Meio Ambiente.

Caroline Chantre: Doutoranda em Economia pela Universidade Federal Fluminense. Mestre (2021) em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ). Economista pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). Atualmente atua como pesquisadora no GESEL, com interesse nos seguintes temas: economia da inovação e do setor elétrico, descentralização e difusão de recursos energéticos distribuídos, transições sustentáveis e tecnológicas, políticas públicas e regulação.

Eduardo Torres Serra: Graduado em Engenharia Metalúrgica pelo Instituto Militar de Engenharia em 1970, Mestre em Ciências (1975) e Doutor em Ciências (1980) em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Engenheiro visitante no Electric Power Research Institute (USA) em 1981. Trabalhou na indústria privada em dois períodos (1970 a 1973 e 1987 a 1991) e no Centro de Desenvolvimento da antiga Companhia Telefônica Brasileira (1973 a 1975). Ingressou no Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel) em 1975 onde exerceu funções de Pesquisador, Chefe de Departamento de Materiais e assistente da Diretoria Geral (2008-2013). Sócio-gerente da ES+PS Consultoria (desde jan./2014) atuando em projetos de P&D na área de geração de energia e hidrogênio. Possui 50 artigos publicados em periódicos especializados, 120 trabalhos completos e 11 resumos em anais de eventos. Coautor de uma patente em materiais supercondutores de alta temperatura. Atua como Pesquisador e Gerente de projeto nas áreas de Seleção de Materiais, Corrosão, Supercondutividade e Sistemas de Geração de Energia (solar térmica, solar fotovoltaica e células a combustível). Representante do governo brasileiro no Comitê Executivo do SolarPACES/IEA (até 2013) e representante do Cepel na International Partnership for the Hydrogen Economy (até 2013).

Florian Pradelle: Graduiu-se e obteve o título de Mestre em Engenharia Química pela École Nationale Supérieure de Chimie de Paris – Chimie ParisTech (Paris, França) em 2012. Após a conclusão em 2017 do seu doutorado em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), recebeu o Prêmio CAPES de Tese 2018 na área de Engenharias III. Integra o corpo docente do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio desde 2017, onde ocupa atualmente a função de professor adjunto. É um dos coordenadores do curso de pós-graduação *lato sensu* em Energia Solar, membro do Conselho Consultivo do Núcleo Interdisciplinar de Meio Ambiente (NIMA) da PUC-Rio e do conselho diretor do Instituto de Energia da PUC-Rio (IEPUC). Atua como revisor para 29 periódicos internacionais e avaliador *ad hoc* de agências de fomento. Desenvolve atividades de pesquisa na área de transição energética, em particular nos assuntos relativos ao uso eficiente dos recursos e a descarbonização, sendo agraciado pela bolsa Jovem Cientista do Nosso Estado (JCNE) da FAPERJ desde 2021. Participa de diversos projetos patrocinados pela indústria (em particular com o grupo Stellantis, Mercedes Benz, Petrobras, Energy Assets do Brasil, Galp, Shell e a Confederação Nacional da Indústria - CNI).

João Azevedo: Formado em Engenharia Mecânica pela PUC-Rio e pela Australian National University. Mestrado em Petróleo e Energia pelo Departamento de Engenharia Mecânica (DEM) PUC-Rio, fazendo parte do projeto Atlas Rio Solar. Doutorando em Sistemas Energéticos pelo DEM PUC-Rio. Pesquisador associado na FGV-Energia. Fundador do Engenheiros Sem Fronteiras – Rio de Janeiro. Experiência de 9 anos em gerenciamento e execução de projetos voltados à geração de energia, sustentabilidade e educação. Responsável pela captação de recursos, elaboração de projetos, gerenciamento de equipes e prestação financeira de projetos financiados por grandes empresas, como Alcoa/Arconics, Tetra Tech, MRV, Statkraft e Radix.

José Vinícius Santos Freitas: Graduando em Engenharia de Energias Renováveis pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB). Tem experiência na área de Engenharia de Energia, com ênfase no ramo de hidrogênio, e atualmente atua em pesquisas relacionadas ao planejamento energético e ao desenvolvimento da economia do hidrogênio. Participou como estagiário no Projeto “Desenvolvimento de plataforma de análise técnica, econômica e ambiental da viabilidade da produção, armazenamento, transporte e uso final de H₂”, desde 2021 atua como Pesquisador Júnior do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL).

Kalyne Silva Brito: Mestranda no Programa de Planejamento de Sistemas Energéticos – FEM/Unicamp. Graduada em Engenharia de Energias Renováveis pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB). Em 2018, foi pesquisadora voluntária de extensão no projeto Disseminação das Energias Renováveis Junto às Escolas de Ensino Fundamental e Médio da Rede Pública da Grande João Pessoa. Foi bolsista de Iniciação Científica com o projeto Investigação Teórica-Experimental da Secagem de Biomassa em um Secador com Leito Dessecante e, atualmente, é Pesquisadora Júnior do GESEL. Possui interesse na área de tecnologias de baixo carbono, planejamento energético, combustíveis sustentáveis, bioenergia, bioeconomia.

Luana Bezerra de Oliveira: Graduanda em Engenharia de Energias Renováveis na UFPB. Atua como Pesquisadora Júnior no GESEL.

Maurício Moszkowicz: Mestre em Engenharia Elétrica pela UFRJ, com MBA no Setor Elétrico na IAG – Escola de Negócios da PUC-Rio. Ocupou diversos cargos na estrutura organizacional do CEPEL entre 1973 e 1998. Foi Coordenador do Programa Xingó pelo CNPq entre 1998 e 1999. Atuou como Diretor de Projeto da FBDS – Fundação Brasileira de Desenvolvimento Sustentável, entre 1998 e 1999. Foi Gerente Executivo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) entre 1999 e 2008. Entre 2009 e 2014 atuou como Gerente de Novos Negócios em Tecnologia Renováveis. Participou da implantação da primeira usina solar do Brasil em Tauá e do desenvolvimento de projetos eólicos para participação em leilões de energia.

Nivalde de Castro: Coordenador geral do Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL. Professor Doutor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro desde 1975. Leciona disciplinas na graduação e pós-graduação sobre o setor elétrico. Autor de inúmeros artigos sobre o setor, publicados em revistas e portais especializados, periódicos acadêmicos e no IFE, publicação do próprio GESEL. Desde 1998 publica o livro anuário Séries das empresas do setor elétrico. Em 2008 publicou em coautoria um livro sobre Bioeletricidade. Mantém intercâmbio acadêmico com Universidade do Porto, Corunha, e ISEG- Portugal. É orientador de monografias relacionadas com o setor e é orientador de professores e pesquisadores em Pós-doutorado.

Renata Nohra: Engenheira Química formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, mestre em Engenharia Química pela Ecole Nationale Supérieure de Chimie de Paris com MBA em Gerenciamento de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas. Tem experiência na área de combustíveis, biocombustíveis e lubrificantes, atuando principalmente em: gerenciamento de projetos de pesquisa, com foco em energia; elaboração de patentes e artigos científicos; avaliação da evolução da matriz energética para planejamento estratégico; acompanhamento de evolução de normas ligadas a combustíveis e emissões veiculares; e, interface com o mundo acadêmico e a indústria, no Brasil e no exterior. Membro da Comissão de Etanol/Gasolina e Diesel/Biodiesel da AEA (Associação Brasileira de Engenharia Automotiva).

Rodrigo Campello: Engenheiro Mecânico formado pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), mestre em Engenharia Materiais e Processos Químicos e Metalúrgicos pela PUC-RIO. Doutorando em Petróleo e Energia pelo Departamento de Engenharia Mecânica (DEM) da PUC-Rio. Trabalhou dois anos na Eletrobrás/Eletronuclear na área de equipamentos mecânicos, atualmente, trabalha no IPqM (Instituto de Pesquisa da Marinha do Brasil) no grupo de Sistemas de Armas.

Sayonara Andrade Eliziário: Carreira desenvolvida na área da pesquisa e docência no Ensino Superior na UFPB, com ênfase em Química e Energias Renováveis. Ampla experiência em Físico-Química de materiais, Eletroquímica e Materiais para Energia: células solares, baterias, células a combustível e catalisadores para biocombustíveis. É vice-coordenadora do Núcleo de Pesquisa e Extensão de Combustíveis e de Materiais – LACOM e coordena o grupo LabTeCH2 (Laboratório de Tecnologias de Conversão de Hidrogênio).

Trabalha atualmente com produção de bioenergia, produção de hidrogênio através de biogás, catalisadores e desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono. É especialista em Regulação e Direito da Energia.

Sergio Leal Braga: Professor associado da PUC-Rio, onde concluiu o seu Doutorado em 1985. Pesquisador visitante na Purdue University (1988-1989). Desde o início de sua carreira, o Prof. Braga trabalha na área de energia, tendo orientado mais de 110 alunos em Dissertações de Mestrado, Tese de Doutorado, Pós-doutorado e trabalhos de conclusão de graduação. Escreveu mais de 200 artigos técnicos para revistas científicas e congressos nacionais e internacionais. Mantém convênios de cooperação científica com entidades na Alemanha, Argentina, França, Itália e Peru. É o atual Diretor do Instituto Tecnológico, responsável pelo Laboratório de Engenharia Veicular e Membro do Comitê Executivo do Instituto de Energia da PUC-Rio. Responsável pelo CDEV – Centro de Desenvolvimento em Energia e Veículos onde são desenvolvidas pesquisas em energias renováveis, como biocombustíveis, hidrogênio, solar e outras. Cientista do Nosso Estado pela FAPERJ, bolsista de produtividade CNPq Nível 2 e Membro da Academia Brasileira de Engenharia.

Vinicius Botelho Pimenta Cantarino: Graduado em Engenharia Elétrica pela UFTM e Mestrando em Sistemas de Energia no Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, tem experiência em assuntos do setor elétrico, com ênfase em Planejamento Energético, Energias Renováveis, Armazenamento, Economia do Hidrogênio e temas relacionados. Atualmente, é pesquisador do GESEL, atuando nas linhas de pesquisa de Hidrogênio e Planejamento do Setor Elétrico por meio de projetos de P&D e atividades relacionadas.

Como fruto de um projeto desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e financiado pela empresa Energy Assets do Brasil Ltda, esse livro apresenta uma análise abrangente e atual do arcabouço de conhecimentos técnicos, financeiros, econômicos, regulatórios e ambientais no tema de hidrogênio. Adicionalmente, é descrito o desenvolvimento de uma plataforma integrada de avaliação de projetos de geração, armazenamento, transporte e uso do hidrogênio de baixo carbono aplicada ao cenário brasileiro. Resultado das considerações de uma equipe multidisciplinar de pesquisadores do GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico) e da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), o documento visa informar tanto os leitores curiosos quanto os atores confirmados do setor sobre o estado da arte e as perspectivas de desenvolvimento da economia de hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

ENERGYASSETS
DO BRASIL

 **GESEL**
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ



 **ANEEL**
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
Programa de Pesquisa e
Desenvolvimento

