

HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

PERSPECTIVAS E POTENCIAL
PARA A INDÚSTRIA
BRASILEIRA



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

PERSPECTIVAS E POTENCIAL
PARA A INDÚSTRIA
BRASILEIRA

Acesse a publicação
pelo QR Code abaixo.



CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade

Presidente

Gabinete da Presidência

Teodomiro Braga da Silva

Chefe do Gabinete - Diretor

Diretoria de Desenvolvimento Industrial e Economia

Lytha Battiston Spíndola

Diretora

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães

Diretora

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato

Diretor

Diretoria Jurídica

Cassio Augusto Muniz Borges

Diretor

Diretoria de Comunicação

Ana Maria Curado Matta

Diretora

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti

Diretor

Diretoria de Inovação

Gianna Cardoso Sagazio

Diretora

Superintendência de Compliance e Integridade

Oswaldo Borges Rego Filho

Superintendente

HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

PERSPECTIVAS E POTENCIAL
PARA A INDÚSTRIA
BRASILEIRA



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

© 2022. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Meio Ambiente e Sustentabilidade – GEMAS

FICHA CATALOGRÁFICA

C748h

Confederação Nacional da Indústria.

Hidrogênio sustentável : perspectivas e potencial para a indústria brasileira /
Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2022.

137 p. : il.

ISBN 978-65-86075-53-3

1.Hidrogênio Sustentável. 2. Indústria Brasileira. 3. Hidrogênio Verde. I. Título.

CDU: 502.131.1

CNI
Confederação Nacional da Indústria
Sede
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317-9000
Fax: (61) 3317-9994
<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC
Tels.: (61) 3317-9989/3317-9992
sac@cni.com.br

LISTA DE BOXES

Box 1 – Programas climáticos e mercadológicos da União Europeia	42
Box 2 – Lideranças de projetos de aplicações de mercado H ₂ na Alemanha.....	50
Box 3 – Objetivos socioeconômicos do <i>Hydrogen Economy Roadmap of Korea</i>	51
Box 4 – <i>Green Innovation Fund</i> no Japão	56
Box 5 – Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2).....	79
Box 6 – Oportunidades nacionais para direcionar a produção de H ₂	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Rotas para produção de H ₂	26
Figura 2 – Cadeia de valor do hidrogênio.....	28
Figura 3 – Diferentes tecnologias de armazenamento do hidrogênio	32
Figura 4 – Plano estratégico da União Europeia para o desenvolvimento do mercado de H ₂	41
Figura 5 – Programas para promoção de parcerias internacionais do governo da Alemanha.....	48
Figura 6 – Metas de desenvolvimento da economia de H ₂ na Coreia do Sul.....	52
Figura 7 – Cadeia do projeto <i>Hydrogen Energy Supply Chain Pilot</i> na parceria Austrália-Japão	54
Figura 8 – Planta de H ₂ verde FH2R em Fukushima, Japão.....	55
Figura 9 – Mapeamento de setores e produtos do mercado de H ₂ verde na estratégia do Chile	58
Figura 10 – Indicadores de acompanhamento do sucesso de desenvolvimento do mercado de H ₂ na estratégia australiana	60
Figura 11 – Mapeamento dos projetos de hidrogênio e políticas regionais	61
Figura 12 – Políticas adotadas pelas províncias da China sob estímulo do governo central	64
Figura 13 – <i>Roadmap</i> de desenvolvimento do mercado de H ₂ nos EUA.....	65
Figura 14 – Mapeamento de estações de abastecimento de hidrogênio e seu custo de produção por eletrólise sob premissas de âmbito industrial.....	66
Figura 15 – Proposta de créditos do governo americano para estimular a produção de H ₂ renovável.....	67
Figura 16 – Eixos estratégicos do PNH2.....	82
Figura 17 – Competitividade das aplicações de hidrogênio versus alternativas convencionais e de baixo carbono	87
Figura 18 – Potencial eólico sazonal - Rio Grande do Norte.....	98
Figura 19 – Hubs do “Açu Greenport”	104
Figura 20 – Projeto do hub de hidrogênio no Porto do Açu.....	104
Figura 21 – Localização do Porto do Açu, com indicação do gasoduto TAG e da linha de transmissão 345 kV CAMPOS/VIANA.....	105

Figura 22 – Projeto do hub de hidrogênio verde no Complexo do Pecém	107
Figura 23 – Localização do CIPP, com indicação do gasoduto TAG e das linhas de transmissão de energia elétrica	107
Figura 24 – Localização do Porto do Suape, com indicação do gasoduto TAG e das linhas de transmissão de energia elétrica.....	110

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Distribuição dos projetos entre os 10 países mais implicados na temática do hidrogênio	71
Gráfico 2 – Distribuição dos projetos entre os 10 países mais implicados na temática do H ₂	72
Gráfico 3 – Distribuição dos projetos (esquerda) e densidade de projetos (direita) por continente.....	72
Gráfico 4 – Distribuição em termos de tipo de projeto	73
Gráfico 5 – Distribuição em termos de tipo de tecnologia	73
Gráfico 6 – Distribuição em termos de produto	74
Gráfico 7 – Distribuição em termos de tipo de uso final	74
Gráfico 8 – Box-plot para a potência elétrica (MW) por tipo de projeto.....	75
Gráfico 9 – Box-plot para a capacidade de produção (kt H ₂ /ano) por tipo de projeto	75
Gráfico 10 – Custo nivelado de armazenamento de hidrogênio por opção tecnológica	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Arco-íris da classificação do hidrogênio em escala de cores	26
Tabela 2 – Principais características das tecnologias de eletrolisadores	30
Tabela 3 – Características e desafios das tecnologias de transporte e armazenamento de H ₂	34
Tabela 4 – Tecnologias de armazenamento de H ₂ categorizadas por volume e tempo adequado de armazenamento, com seus respectivos LCOS	35
Tabela 5 – Tecnologias de transporte e custo médio por quilograma de H ₂ em 2019 de acordo com volume de produção de hidrogênio e distância de transporte.....	36
Tabela 6 – Perfis típicos por tipo de projeto.....	76
Tabela 7 – Aplicações do hidrogênio na indústria e respectivos estágios de desenvolvimento	88

LISTA DE ABREVIATURAS

ALK – Eletrólise alcalina

ATR – *Atmospheric Thermal Reforming*

CCfD – Contratos de Carbono por Diferença (*Carbon Contracts for Difference*)

CCS – Captura e Armazenamento do Carbono (*Carbon Capture and Storage*)

CCUS – Captura, Armazenamento e Utilização do Carbono (*Carbon Capture Utilisation and Storage*)

CGH₂ – Hidrogênio Gasoso Comprimido (*Compressed Gaseous Hydrogen*)

EU – *European Union*

FCEV – Veículo Elétrico a Célula a Combustível (*Full Cell Electric Vehicles*)

GEE – Gases de Efeito Estufa

H₂ – Hidrogênio

H₂V – Hidrogênio Verde

LCOS – Custo Nivelado de Armazenamento (*Levelized Cost of Storage*)

LH₂ – Hidrogênio Líquido

LOHCs – Transportadores de hidrogênio orgânico líquido (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*)

MCH – Metilciclohexano

MoU – Memorando de Entendimento (*Memorandum of Understanding*)

Nm³ – Metro Cúbico Normal

NH₃ – Amônia

NZBA – *Net Zero Bank Alliance*

PEM – Eletrólise em membranas de troca de prótons (*Proton Exchange Membrane*)

PNH2 – Programa Nacional do Hidrogênio

SMR – Reforma de Vapor-Metano

SOEC – Eletrólise com óxidos sólidos (*Solid Oxide Electrolysis Cell*)

TRL – Nível de Maturidade Tecnológica (*Technology Readiness Level*)

UE – União Europeia

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	13
RESUMO EXECUTIVO	17
1 INTRODUÇÃO	21
2 A CADEIA DO HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL	25
2.1 Classificação do H ₂ e o mercado atual	25
2.2 Tecnologias de produção	28
2.2.1 Rotas atuais: hidrogênio cinza, marrom e preto	28
2.2.2 Rota por eletrólise da água com eletricidade renovável: hidrogênio verde	29
2.2.3 Rotas com baixo carbono: hidrogênio azul	31
2.2.4 Hidrogênio oriundo de biomassa: hidrogênio musgo	31
2.3 Armazenamento e transporte de H ₂	32
3 INICIATIVAS INTERNACIONAIS PARA ESTRUTURAÇÃO DA CADEIA DO H₂	39
3.1 Programa europeu do hidrogênio renovável	39
3.1.1 União Europeia	39
3.1.2 Espanha	44
3.1.3 Alemanha	46
3.2 Programas voltados para o mercado interno	50
3.2.1 Coreia do Sul	50
3.2.2 Japão	53
3.3 Programas voltados para a exportação de H ₂	57
3.3.1 Chile	57
3.3.2 Austrália	59
3.4 Outros programas de destaque	62
3.4.1 China	62
3.4.2 Estados Unidos	64
3.4.3 Oriente Médio	67
3.4.4 Norte da África	69
3.5 Mapeamento dos principais projetos mundiais	70
4 INICIATIVAS NACIONAIS PARA ESTRUTURAÇÃO DA CADEIA DO HIDROGÊNIO	79
5 OPORTUNIDADES PARA O HIDROGÊNIO VERDE E AZUL NAS ESTRATÉGIAS DE DESCARBONIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL	85
5.1 Oportunidades para o H ₂ na indústria brasileira	85
5.2 Aplicações para do H ₂ na indústria brasileira	87
5.2.1 Uso do H ₂ em refinarias	88
5.2.2 Produção de amônia e fertilizantes	90
5.2.3 Produção de metanol para as indústrias química e petroquímica	92
5.2.4 Siderurgia	93
5.2.5 Produção de cerâmica e vidro	94
5.2.6 Produção de cimento	96
5.3 Mobilidade	97
5.4 Armazenamento de energia	98
5.5 Exportação	100

6 INICIATIVAS DE HUB DE H₂	103
6.1 Porto do Açú	103
6.2 Complexo do Pecém	106
6.3 Porto de Suape	110
7 DESAFIOS PARA O H₂ VERDE E AZUL NO BRASIL	113
7.1 Desafios de H ₂ verde	114
7.2 Desafios de H ₂ azul	115
7.3 Desafios para os hubs de hidrogênio no Brasil	115
8 PROPOSTAS E RECOMENDAÇÕES	119
REFERÊNCIAS	123

APRESENTAÇÃO

De modo a atingir os objetivos do Acordo de Paris, cujo propósito é reduzir a emissão de gases de efeito estufa, o mundo precisará descarbonizar grande parte do sistema energético mundial. Essa iniciativa, indispensável para cumprir as metas ambiciosas que têm sido reforçadas pelos países a cada edição da Conferência das Partes (COP), terá uma grande repercussão nos setores industrial e de transportes. Para alcançar os objetivos, será necessário investir pesadamente em energias renováveis.

É nesse contexto que o aproveitamento energético do hidrogênio se apresenta como uma alternativa eficaz para a descarbonização da economia global. Desde 2021, foram anunciados 131 novos projetos de larga escala em hidrogênio, com investimentos previstos de cerca de US\$ 500 bilhões até 2030. Somente em 2022, mais de 30 países lançaram planos nacionais nessa área.

Novas aplicações do hidrogênio deverão servir a setores como aço, cimento, vidro, transporte marítimo e aviação, substituindo insumos fósseis. O hidrogênio também encontra espaço como combustível para veículos pesados, e na armazenagem e geração de energia descentralizada, entre outros usos.

O Brasil tem potencial para produzir hidrogênio tanto para uso interno quanto para exportação, devido à sua posição estratégica. A característica renovável da matriz energética brasileira é uma nítida vantagem competitiva do país, pois 70% do custo da produção do hidrogênio está associado à eletricidade.

Atenta aos movimentos do mercado mundial, a Confederação Nacional da Indústria (CNI) considera o hidrogênio um dos pilares da transição energética na Estratégia da Indústria para uma Economia de Baixo Carbono. Também fazem parte desse plano aspectos ações nas áreas de: eficiência energética, eólica offshore, recuperação energética, novas tecnologias de captura de carbono, e biocombustíveis.

A consolidação do Brasil como produtor de hidrogênio tem o potencial de gerar empregos, atrair novas tecnologias e investimentos, e desenvolver modelos de negócios, bem como de inserir o país numa posição relevante na cadeia global de valor, o que pode alterar positivamente a balança comercial do país.

Em parceria com as indústrias e o governo, a CNI trabalha para superar os desafios ao desenvolvimento desse mercado no Brasil. O foco 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. Esta publicação é o primeiro passo nessa direção.

Boa leitura.

Robson Braga de Andrade

Presidente da CNI



RESUMO EXECUTIVO

O Brasil detém características que o colocam em posição privilegiada para se inserir de forma competitiva na cadeia do hidrogênio sustentável.

Do lado da oferta, o país dispõe de variados recursos renováveis (energia eólica, solar, etanol e hidráulica) para produção de hidrogênio via eletrólise e reforma a vapor de gás natural, podendo ambas as rotas ser usadas para impulsionar seu desenvolvimento industrial.

Ao lado da demanda, a posição geográfica e a dimensão continental do Brasil ampliam as possibilidades de o hidrogênio ser explorado tanto no mercado interno – na cadeia industrial e de transporte – quanto no externo, por meio de exportações especialmente à Europa.

Este estudo apresenta um mapeamento e a avaliação de políticas, iniciativas e programas de hidrogênio sustentável em desenvolvimento, nos âmbitos nacional e internacional, com foco no hidrogênio verde (H₂V). O trabalho avaliou, em especial, as iniciativas de inserção do hidrogênio sustentável no setor industrial.

A análise da experiência internacional apontou uma aceleração dos esforços para desenvolvimento do hidrogênio verde, com forte apoio de políticas públicas. Atualmente, existem 67 países com pelo menos um projeto na temática do hidrogênio. No entanto, 2/3 desses projetos estão situados em 10 países, sendo 7 deles europeus, a saber: Alemanha (139), Espanha (81), Estados Unidos (74), Holanda e Austrália (65 cada), Grã-Bretanha (53), França (51), China (48), Dinamarca (43) e Noruega (33).

As iniciativas para estruturar projetos de hidrogênio verde também se aceleraram no Brasil, principalmente por meio de hubs de produção de hidrogênio verde em portos, visando à exportação e aproveitando a competitividade do país na produção de energia elétrica renovável. Ao mesmo tempo, o governo federal lançou o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), que estabelece as diretrizes e principais estratégias para a política pública setorial.

Dado o avanço célere do processo de desenvolvimento da indústria de hidrogênio sustentável, são significativas as oportunidades para a indústria brasileira promover a descarbonização dos seus processos e a CNI pode ter um papel catalisador no engajamento da indústria para a descarbonização via hidrogênio. Para isso, seria recomendável o monitoramento das ações para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio e a criação de ferramentas de divulgação de informações e análises sobre o setor. Nesse sentido,

sugere-se a criação de uma plataforma de divulgação de informações e análises sobre tecnologias, projetos e políticas públicas voltada para a indústria nacional, nominada neste estudo como “Observatório do Hidrogênio Sustentável para a Indústria”.

Das análises contidas neste relatório, é possível apontar as seguintes propostas para acelerar o desenvolvimento da indústria do hidrogênio sustentável no país, visando não somente à exportação, mas também à descarbonização da indústria nacional:

- Articulação e promoção do envolvimento de diferentes instâncias governamentais (CNPE, MMA, MME, EPE, ANP, Aneel, Petrobras, BNDES, Ministério da Economia, Ministério da Infraestrutura, Ministério da Agricultura) e de instituições não governamentais (CNI e associações empresariais) no esforço de elaboração de metas e estratégias como desdobramento do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2);
- Promoção da integração do hidrogênio (H₂) no planejamento de longo prazo, por meio de estudos elaborados pela EPE que englobem a demanda e a oferta existente e potencial, de forma a aprimorar sua representação e modelagem do planejamento energético nacional;
- Elaboração de uma política industrial para estruturação competitiva de uma cadeia de fornecedores de hidrogênio no país, com seleção de setores e segmentos potencialmente competitivos, envolvendo a produção de equipamentos e a prestação de serviços de engenharia e projetos. O BNDES poderia ser um catalisador dessa iniciativa por meio do financiamento de estudos sobre os gargalos para a produção de bens e serviços da cadeia do H₂ e identificação de uma estratégia para desenvolvimento do setor no país;
- Implementação do mercado de crédito de carbono como pilar para incentivar a descarbonização dos segmentos *hard to abate* na indústria;
- Promoção da capacitação de pessoas para trabalhar na cadeia do H₂ no país, por meio de incentivos e mobilização das escolas técnicas federais e do SENAI, além das instituições de financiamento de pesquisa e formação de recursos humanos (CNPq, CAPES e fundações estaduais de amparo à pesquisa, PRH - ANP);
- Elaboração de um Programa Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento em Hidrogênio Sustentável, por meio da criação de projetos estratégicos com a participação voluntária de empresas que disponham de verbas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) geridas pela Aneel e pela ANP;
- Elaboração de uma política nacional para produção de fertilizantes descarbonizados a partir do H₂ sustentável como estratégia para reduzir a vulnerabilidade nacional no abastecimento de fertilizantes; e
- Promoção da organização do mercado interno para H₂ sustentável.



1 INTRODUÇÃO

O hidrogênio (H_2) é um vetor energético que pode ser obtido a partir de diversas fontes de matéria-prima e utilizado em diferentes aplicações energéticas e não energéticas. Existe nele um crescente interesse em todo o mundo, por se tratar de uma forma de energia que contribui para a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE), quando produzido a partir de fontes renováveis de energia. Ademais, o H_2 pode ser armazenado por longos períodos e transportado a grandes distâncias com custos relativamente atrativos.

Dentre as possibilidades mais promissoras para a produção de H_2 sustentável está o hidrogênio verde, obtido pela eletrólise¹ da água, utilizando fontes de energia renováveis. O hidrogênio verde é considerado um processo de produção de energia sem emissão de GEE. Outra possibilidade bastante promitente é o chamado hidrogênio azul, obtido a partir da reforma do gás natural. As emissões significativas de GEE nesse caso são neutralizadas por meio de técnicas de captura e armazenamento de carbono (CCS)².

Apesar das iniciativas e do esforço de inovação na área do hidrogênio não serem novidade no setor energético, o atual contexto tecnológico, econômico e político vem permitindo uma forte aceleração de iniciativas nacionais e projetos em desenvolvimento. Vale ressaltar que as metas de descarbonização da economia, pactuadas no Acordo de Paris e reforçadas na COP-26, evidenciam a necessidade do desenvolvimento de alternativas tecnológicas para a descarbonização de setores ainda muito dependentes das energias fósseis, como o transporte e a indústria energointensiva.

Para além das metas de descarbonização estabelecidas nas políticas nacionais e nos acordos internacionais, surgiram novos impulsionadores da descarbonização, como a aliança *Net Zero Bank Alliance* (NZBA)³, liderada pela Organização das Nações Unidas (ONU). A aliança é lastreada em princípios e diretrizes para disponibilidade de crédito que consideram o compromisso dos investidores em resolver a questão climática e a quantidade de carbono de cada projeto a ser financiado.

1 A eletrólise da água é um processo químico que utiliza a corrente elétrica para separação das moléculas de hidrogênio e oxigênio.

2 A CCS envolve a captura de emissões de dióxido de carbono (CO_2) de processos industriais ou da queima de combustíveis fósseis, e o transportado de onde foi produzido até o local de armazenado no subsolo em formações geológicas.

3 UNITED NATIONS. **Net-Zero banking alliance reaches milestone with over 90 banks committed**. 2021. Disponível em: <https://www.unepfi.org/news/industries/banking/net-zero-banking-alliance-reaches-milestone-with-90-banks-committed/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

Destaca-se, ainda, a criação, pela União Europeia, de critérios de taxaço de importaçoes com base na quantidade de carbono carregada em cada produto/serviço. Assim, a pegada de carbono passa a onerar as importaçoes do bloco e tem, como consequência imediata, a perda de competitividade de produtos de fora do bloco. Por fim, a disseminaço de mercados de carbono (obrigat3rios e volunt3rios) e de pol3ticas de taxaço de carbono se apresenta como poderoso instrumento de promoço da descarbonizaço.

Tal conjunto de fatores cria um contexto favor3vel para implementaço de programas e pol3ticas para descarbonizaço do transporte e da ind3stria por meio de estrat3gias tecnol3gicas ainda n3o consolidadas, como 3 o H₂ verde. Diversos pa3ses est3o divulgando pol3ticas e estrat3gias para a estruturaço da cadeia produtiva do hidrog3nio verde. O Brasil tamb3m publicou uma proposta de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrog3nio (PNH2). Pelo lado da demanda, o Reino Unido, o Jap3o, a China e a Uni3o Europeia j3 definiram ambiciosas metas e estrat3gias para desenvolvimento do mercado de hidrog3nio verde. Pelo lado da oferta, pa3ses como a Austr3lia, o Chile e o Uruguai j3 possuem pol3ticas e estrat3gias com vistas 3 produço e 3 exportaço de hidrog3nio verde.

O Brasil det3m caracter3sticas que o colocam em posiço privilegiada para se inserir de forma competitiva na cadeia do hidrog3nio sustent3vel.

Do lado da oferta, o pa3s disp3e de variados recursos renov3veis (energia e3lica, solar, etanol e hidr3ulica) para produço de hidrog3nio, tanto via eletr3lise e como via a reforma a vapor de g3s natural, podendo ambas as rotas ser usadas para impulsionar seu desenvolvimento industrial.

Ao lado da demanda, a posiço geogr3fica e a dimens3o continental do Brasil ampliam as possibilidades de o hidrog3nio ser explorado tanto no mercado interno – na cadeia industrial e de transporte – quanto no externo, por meio de exportaçoes especialmente 3 Europa.

Portanto, parece bastante oportuno que o Brasil aproveite a conjunço desses fatores e passe tamb3m a promover pol3ticas e estrat3gias de desenvolvimento da cadeia do hidrog3nio sob o prisma da descarbonizaço da ind3stria nacional, das mudanças clim3ticas, da segurança energ3tica, do crescimento econ3mico e dos benef3cios ambientais e sociais associados a menores n3veis de emiss3o de GEE.

Este estudo apresenta um mapeamento e uma avaliaço das pol3ticas, iniciativas e programas para desenvolvimento de projetos de hidrog3nio verde, nos 3mbitos internacional e nacional, com foco principal, e n3o exclusivo, no setor industrial.



2 A CADEIA DO HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

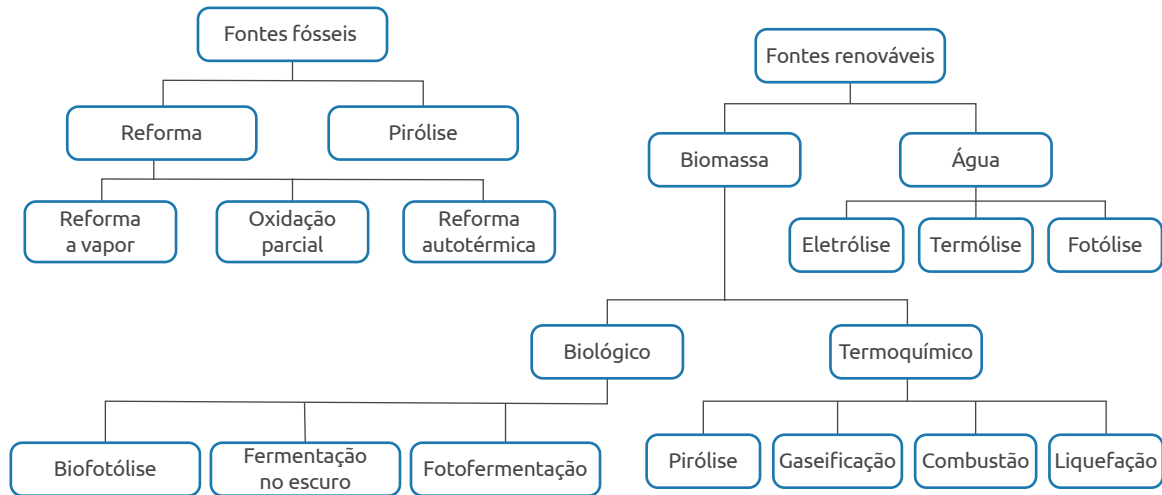
O hidrogênio, elemento mais abundante do universo (cerca de 90% de todos os átomos), surge como uma grande aposta de baixo carbono para o futuro da energia, dada sua capacidade de entregar e armazenar uma grande quantidade de energia por unidade de massa. Porém, por estar raramente disponível na natureza (existem raras jazidas naturais), ele deve ser produzido a partir dos compostos que o contêm de origem fóssil (carvão, óleo ou gás natural), de biomassa ou de água. Assim, é considerado uma fonte secundária ou vetor de energia (de maneira similar à eletricidade) (ZOHURI, 2019). Após a sua produção, o hidrogênio pode ser transportado e armazenado como gás (inclusive nas infraestruturas já existentes de transporte de gás natural), como líquido ou absorvido em materiais.

A ampla gama de matérias e processos de produção, transporte e armazenamento do H₂ possibilita sua adequação ao uso final. Além disso, permite que cada país explore o potencial do hidrogênio e defina a melhor opção técnica, econômica e ambiental em função da realidade local. O armazenamento seguro e a custos competitivos do H₂, bem como a tecnologia de transporte, é fundamental para o crescimento da sua produção e do seu uso (REN *et al.*, 2017).

Existe uma grande quantidade de rotas tecnológicas para produção, transporte e estocagem de hidrogênio sem emissões de CO₂, o que representa um desafio para a política pública voltada ao desenvolvimento da cadeia do H₂. As políticas de incentivo devem apoiar a aceleração do desenvolvimento tecnológico e do mercado de H₂, ao tempo em que evitam uma seleção tecnológica prematura, que crie obstáculos ao desenvolvimento de rotas com potencial elevado no setor energético nacional.

2.1 CLASSIFICAÇÃO DO H₂ E O MERCADO ATUAL

O hidrogênio é constantemente referido na literatura por cores, a depender de sua origem e do eventual acoplamento de tecnologias de captura, utilização e sequestro de carbono (CCUS – *Carbon Capture Utilisation and Storage*), de maneira a reduzir a sua pegada de carbono. A Figura 1 sumariza as rotas tecnológicas para produção de H₂.

FIGURA 1 – Rotas para produção de H₂

Fonte: (NIKOLAIDIS; POULLIKKA, 2017).

Apesar de amplamente empregada, essa classificação, que poderia ser usada como atributo para fins de políticas públicas e/ou de precificação do hidrogênio, não é homogênea na literatura. Assim, será adotada a nomenclatura apresentada pela EPE (2021), conforme mostrado na Tabela 1.

TABELA 1 – Arco-íris da classificação do hidrogênio em escala de cores

Cor	Classificação	Descrição
■	Hidrogênio preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS
■	Hidrogênio marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
■	Hidrogênio cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
■	Hidrogênio azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), com CCUS
■	Hidrogênio verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar)
□	Hidrogênio branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico
■	Hidrogênio turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO ₂
■	Hidrogênio musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa, com ou sem CCUS
■	Hidrogênio rosa	Produzido com fonte de energia nuclear

Fonte: EPE, 2021.

Várias rotas levam à produção de H₂ descarbonizado: H₂ verde, H₂ azul, H₂ turquesa, H₂ musgo e H₂ rosa. Entretanto, o hidrogênio verde (H₂ verde) é o que vem dominando as iniciativas de desenvolvimento do mercado de H₂ sustentável, em função da queda acelerada dos custos de produção de energia elétrica renovável.

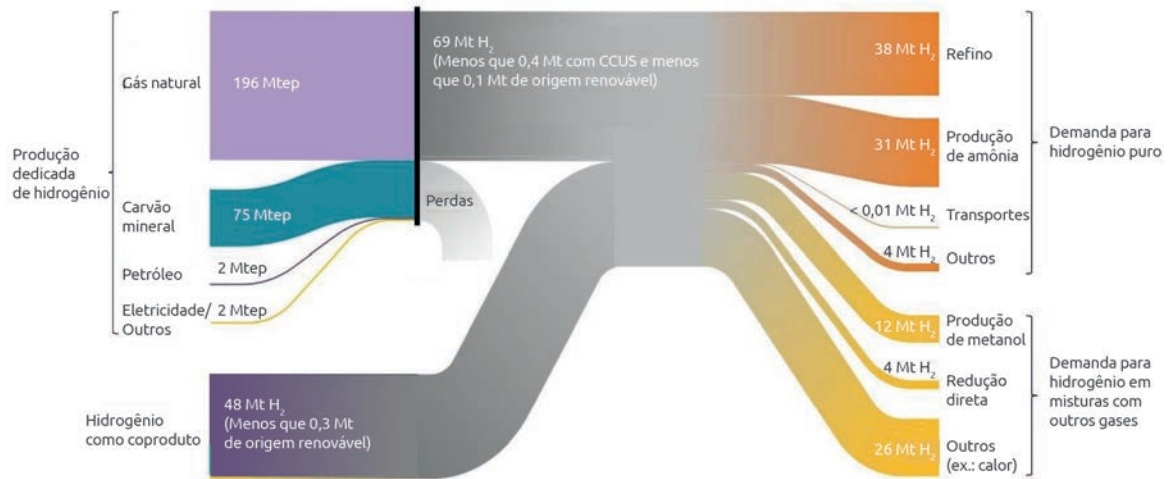
De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021a), a oferta global de hidrogênio atingiu 90 milhões de toneladas (Mt) em 2020, sendo quase inteiramente produzido a partir de recursos fósseis. Do total dessa oferta, 72 Mt ou 79% se originam de plantas dedicadas à produção de hidrogênio, enquanto o restante (21%) é oriundo de subproduto, principalmente refinarias. O gás natural é o principal combustível (60%) para a produção de hidrogênio, sendo a reforma do metano a vapor o método dominante nas indústrias de amônia e metanol, assim como nas refinarias. O carvão, principal fonte de energia na China, foi responsável por 19% da produção de hidrogênio no país. O petróleo e a eletricidade alimentaram o restante da produção em plantas dedicadas. A proporção de instalações usando recursos fósseis com CCUS permanece marginal com menos de 1% da produção com 0,7 Mt oriundo de 16 plantas. A eletrólise da água atinge apenas uma produção de 30 mil toneladas (kt) ou 0,03%.

Em 2020, a IEA relatou que a demanda provém quase totalmente do refino (40 Mt) e de usos industriais (50 Mt), como matéria-prima e reagentes ou como fonte de energia. A indústria química responde por cerca 90% da demanda industrial (45 Mt), sendo 75% desse volume para a produção de amônia e 25% para metanol. Os 5 Mt restantes são consumidos na produção de aço (único setor que apresentou um leve crescimento em relação à demanda do ano 2000).

A adoção do hidrogênio para novas aplicações tem sido lenta e limitada, a exemplo da implantação do veículo elétrico a célula a combustível (FCEV) ou da injeção de hidrogênio em redes de gás para geração de eletricidade. Assim, a demanda anual de hidrogênio é inferior a 20 kt no setor de transporte (IEA, 2021a).

A Figura 2 apresenta a cadeia de valor do hidrogênio. Neste esquema, observa-se como a produção de H₂ se origina dos equivalentes energéticos de fontes fósseis (gás natural, carvão, petróleo, ...) ⁴, para atender a diversos produtos (refino, amônia, ...), aplicações (redução direta, calor, ...) e setores (industrial, transporte, ...).

4 A relação entre massa e equivalente energético é 1 Mt H₂ = 2,86 Mtep.

FIGURA 2 – Cadeia de valor do hidrogênio

Fonte: EPE, 2021.

Cabe destacar, também, que já há um mercado internacional de importação e exportação de hidrogênio, embora este represente menos de 10% do mercado total em valor econômico. Em 2017, o comércio internacional de hidrogênio movimentou cerca de US\$ 11,75 bilhões. Os maiores exportadores foram os Estados Unidos (US\$ 2,22 bilhões), a China (US\$ 1,75 bilhão), a Alemanha (US\$ 1,33 bilhão), a Coreia do Sul (US\$ 1,29 bilhão) e a Noruega (US\$ 580 milhões). Os maiores importadores, por sua vez, foram a China (US\$ 2,78 bilhões), o Japão (US\$ 1,71 bilhão), a Alemanha (US\$ 921 milhões), a Coreia do Sul (US\$ 789 milhões) e outros países asiáticos (US\$ 800 milhões). A participação do Brasil foi de US\$ 335 milhões em exportação e US\$ 61 milhões em importação (OEC, 2020).

2.2 TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO

2.2.1 ROTAS ATUAIS: HIDROGÊNIO CINZA, MARROM E PRETO

Atualmente, o hidrogênio a partir de fontes fósseis como o gás natural (hidrogênio cinza) ou o carvão (hidrogênio marrom ou preto) é produzido por reforma a vapor, processo que apresenta vantagens como baixa temperatura e eficiência elevada (entre 70 e 85%). As etapas do processo de reforma a vapor incluem reforma catalítica (ou geração de gás de síntese), a reação de deslocamento gás - água e a metanação⁵ (ABDALLA *et al.*, 2018; YAN *et al.*, 2020).

5 Reforma a vapor: $C_nH_m + nH_2O \leftrightarrow nCO + (n + 0,5m) H_2$
 Reação de deslocamento gás - água: $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$
 Metanação: $CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$

2.2.2 ROTA POR ELETRÓLISE DA ÁGUA COM ELETRICIDADE RENOVÁVEL: HIDROGÊNIO VERDE

A produção do hidrogênio verde é baseada na eletrólise da água utilizando energia renovável, como energia solar, eólica e hidrelétrica. A eletrólise é um processo eletroquímico em equipamentos denominados eletrolisadores, em que a passagem da corrente elétrica cria um fluxo de elétrons entre os eletrodos imersos em uma solução aquosa. O hidrogênio é produzido no cátodo, enquanto oxigênio é gerado no ânodo⁶ (ABDALLA *et al.*, 2018).

Vale ressaltar que o oxigênio (O₂) é um coproduto da eletrólise, com aplicação tanto medicinal (em hospitais) quanto em processos industriais e aeroespaciais. Em casos mais específicos, eletrolisadores já foram implementados em submarinos nucleares para se produzir O₂ para suporte de vida (SANTOS *et al.*, 2013).

As três tecnologias de eletrolisadores são diferenciadas pelo eletrólito envolvido no processo:

- a) Eletrólise alcalina (ALK): essa tecnologia usa líquido alcalino (normalmente uma solução com 30% de hidróxido de potássio). É operada sob baixas temperaturas (entre 60 e 90 °C) e pressões (entre 10 e 30 bar), com eficiência de cerca de 62-82% e nível de maturidade tecnológica (TRL – *Technology Readiness Level*) TRL9⁷;
- b) Eletrólise em membranas de troca de prótons (PEM – *Proton Exchange Membrane*): nesse caso, utiliza-se um eletrólito de polímero sólido, que permite apenas o fluxo de íons de hidrogênio (H⁺). O processo requer a utilização de catalisadores com metais nobres. As faixas de temperatura (entre 50 e 80 °C) e pressão (entre 20 e 50 bar) são próximas às da PEM. Entretanto, proporciona uma resposta rápida às flutuações de corrente, podendo a carga da célula variar de 0 a 100% em milissegundos (em vez de da ordem de segundos, nas outras tecnologias) e a eficiência do processo atinge 67-82% com um TRL9⁸. Está em desenvolvimento uma variante deste tipo de eletrolisador que utiliza membranas trocadoras de ânions OH⁻ (AEM – *Anion Exchange Membrane*) e que não requer catalisadores com metais nobres; e,
- c) Eletrólise com óxidos sólidos (SOEC – *Solid Oxide Electrolysis Cell*): é um processo de eletrólise que opera a altas temperaturas (entre 700 e 900 °C) e baixas pressões (até 15 bar), o que permite gerar hidrogênio também a partir da energia térmica. Com o aproveitamento do rejeito térmico de outros processos, o consumo de

6 Ânodo ou anodo: eletrodo em que ocorre a semireação de oxidação, ou seja, a liberação de elétrons

Cátodo ou catodo: eletrodo em que ocorre a semireação de redução, ou seja, a recepção de elétrons

Semireações em uma PEM e reação global da eletrólise da água:

Semireação catódica: $0,5 O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$

Semireação anódica: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$

Eletrólise da água: $H_2O_{(l)} \leftrightarrow H_{2(g)} + 0,5 O_{2(g)}$

7 (Nikolaidis; Poullikkas, 2017); (Hänggi *et al.*, 2019); (Drünert *et al.*, 2020); (Tenhumberg; Büker, 2020); (Santos *et al.*, 2021).

8 (Nikolaidis; Poullikkas, 2017); (Hänggi *et al.*, 2019); (Drünert *et al.*, 2020); (Tenhumberg; Büker, 2020); (Santos *et al.*, 2021).

energia elétrica é menor, o que torna a tecnologia atrativa economicamente. Assim, a eficiência do processo SOEC atinge 81-86%, mas o nível de maturidade tecnológica encontra-se entre TRL6 e TRL8. A Tabela 2, apresenta as principais características dos eletrolisadores⁹.

A Tabela 2 a seguir sistematiza as condições técnicas e operacionais dessas três principais tecnologias, cada qual com vantagens e desvantagens entre si. Um exemplo é a eletrólise alcalina, que possui a vida útil mais promissora, mas cuja qualidade de H₂ produzido pode limitar aplicações em processos subsequentes mais rigorosos na composição do insumo. Além da PEM produzir H₂ com elevado teor de pureza (99,9%), é a tecnologia com maior capacidade de resposta à demanda e partida a frio, o que lhe confere flexibilidade; em contrapartida, as pressões de operação e consumo específico tendem a ser elevadas. A SOEC tende a ter maior custo de capital e uma vida útil pelo menos 50% inferior às demais tecnologias, mas seu consumo específico é 24% menor.

TABELA 2 – Principais características das tecnologias de 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
Consumo específico do sistema completo (kWh _{el} .Nm ⁻³ de H ₂)	5,0 - 5,9	5,0 - 6,5	3,7 - 3,9
Pureza do gás	> 99,50 / > 99,95	99,99	99,90
Tempo de resposta	Segundos	Milissegundos	Segundos
Duração da partida a frio (min)	< 60 / < 1-50%	< 20	< 60
Vida útil (h)	60.000 - 90.000	20.000 - 60.000	< 10.000
Custo de capital (€.kW ⁻¹)	800 - 1 500	1 400 - 2 100	> 2 000

Fonte: (TENHUMBERG; BÜKER, 2020).

Em todos os casos, o hidrogênio produzido é altamente puro, o que o destina principalmente para uso em células a combustível. O principal problema da eletrólise da água é que o vapor d'água torna-se um contaminante, promovendo corrosão nos equipamentos de compressão, armazenamento e transporte, requerendo secagem (STAFFELL *et al.*, 2019).

O custo nivelado do hidrogênio obtido por eletrólise da água está atualmente dentro na faixa US\$ 3,0-8,0/kg de H₂, em função da fonte de eletricidade (IEA, 2021a). Esse nível de custo ainda é muito superior ao H₂ convencional produzido a partir do gás natural que se situa na faixa de US\$ 1,0-2,0/kg de H₂. Estima-se que 350 projetos de planta de eletrólise da água poderão produzir 5 Mt de H₂ em 2030 (IEA, 2021a).

9 (Nikolaïdis; Poullikkas, 2017); (Hänggi *et al.*, 2019); (Drünert *et al.*, 2020); (Tenhumberg; Bükler, 2020); (Santos *et al.*, 2021).

2.2.3 ROTAS COM BAIXO CARBONO: HIDROGÊNIO AZUL

O hidrogênio azul obtido a partir de fonte fóssil (principalmente o gás natural) com CCUS tem algumas características atraentes, mas não é totalmente livre de emissões de carbono, já que a máxima eficiência esperada para a captura de CO₂ está na faixa de 85 - 95%. Assim, a eficiência de produção de hidrogênio azul atinge 68% (PARKINSON *et al.*, 2019).

O custo nivelado do hidrogênio obtido a partir do gás natural passa de US\$ 0,5-1,7/kg de H₂ sem CCUS para US\$ 1,0-2,0/kg de H₂ com CCUS (IEA, 2021a). O desenvolvimento do hidrogênio azul como solução para a transição energética também enfrenta desafios quanto ao ganho de escala de produção e logística de abastecimento.

A implantação do CCUS e o desenvolvimento dessa tecnologia estão atrasados em comparação com os objetivos fixados há uma década. Os custos adicionais e a economia de escala tendem a favorecer somente grandes projetos (IRENA, 2019a). Estima-se que 56 projetos de planta de hidrogênio azul a partir de gás natural poderiam chegar a produção de 9 Mt de H₂ (incluindo as 16 usinas existentes) em 2030 (IEA, 2021a).

2.2.4 HIDROGÊNIO ORIUNDO DE BIOMASSA: HIDROGÊNIO MUSGO

O H₂ denominado verde musgo é proveniente de tecnologias (reforma catalítica, gaseificação, pirólise, biodigestão anaeróbica) que convertam biomassa (ex.: resíduos agrícolas), biocombustíveis (ex.: etanol), ou coprodutos derivados de matéria orgânica (ex.: glicerol obtido da transesterificação de óleo vegetal em biodiesel) (EPE, 2022; CGEE, 2022).

A reforma a vapor do metano contido no biogás seria um exemplo de H₂ musgo, que se assemelha à rota tecnológica do H₂ cinza. Como o biogás é formado de carbono antropogênico, o fator de emissão torna-se menor em relação ao uso do gás natural fóssil como fonte de metano para a reforma a vapor. Contudo, a composição e as impurezas do biogás (CO, CO₂, H₂, H₂S, O₂, H₂O, ...) são bastante variáveis conforme a heterogeneidade da biomassa utilizada e a tecnologia de biodigestão.

Assim, a obtenção de H₂ com elevada pureza e com baixa concentração de contaminantes necessita de maior purificação em relação ao gás natural. Há, ainda, a problemática de disponibilidade dos resíduos orgânicos em escala adequada, de modo a se reduzir o custo logístico e da escala do biorreator (ALVES *et al.*, 2013). A produção de H₂ musgo potencialmente seria de forma descentralizada e em pequena escala, ao passo que os H₂ verde e azul são mais propensos às produções centralizadas e em larga escala.

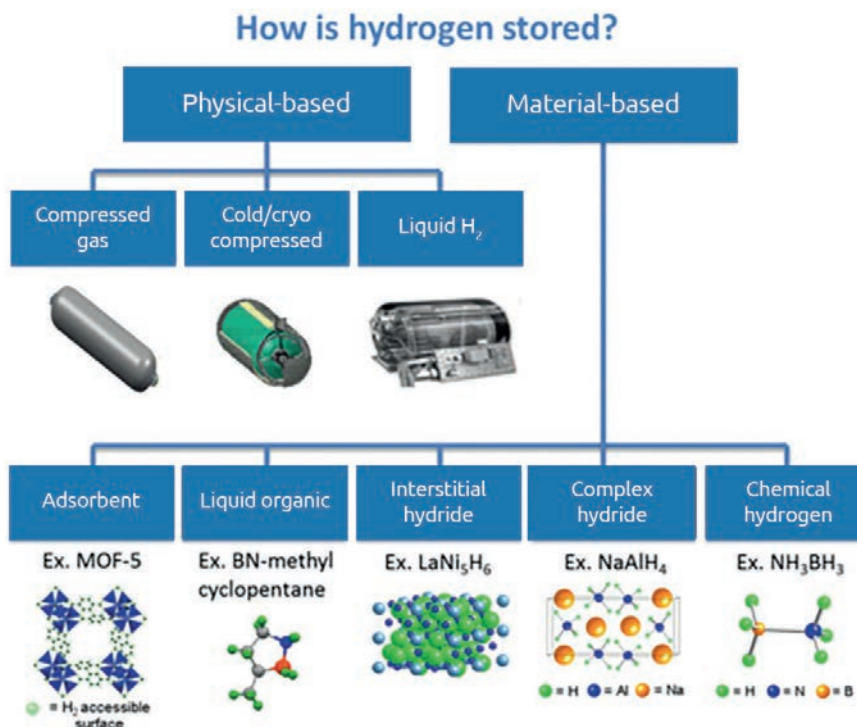
O Brasil se destaca pelo domínio tecnológico do setor sucroalcooleiro. Nesse sentido, o H_2 musgo derivado da reforma a vapor do etanol¹⁰ é uma rota potencial para a promoção da oferta de mercado, além do potencial de H_2 derivado de biogás de resíduos de canavia, bagaço e vinhaça.

De maneira similar, a reforma a vapor da glicerina¹¹ pode contribuir para a oferta de H_2 musgo pelo lado da cadeia do biodiesel. As produções de soja e milho do país destacam-se no mercado global, o que os torna matéria-prima de interesse no cenário nacional. Os resíduos orgânicos dessas safras podem contribuir para a oferta de H_2 musgo, mediante o amadurecimento tecnológico da conversão de matérias-primas homogêneas em composição e em escala logística adequada para a competitividade econômica.

2.3 ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE DE H_2

O hidrogênio pode ser armazenado fisicamente como gás ou líquido. A Figura 3 mostra uma visão geral das principais tecnologias de armazenamento (ZOHURI, 2019).

FIGURA 3 – Diferentes tecnologias de armazenamento do hidrogênio



Fonte: (ZOHURI, 2019).

10 Reforma a vapor do etanol: $C_2H_5OH + 3H_2O \leftrightarrow 6H_2 + 2CO_2$

11 Reforma a vapor da glicerina: $C_3H_8O_3 + 3H_2O \leftrightarrow 7H_2 + 3CO_2$

O armazenamento de hidrogênio como gás (CGH_2) normalmente requer tanques de alta pressão (350-700 bar). Já o armazenamento de hidrogênio como líquido (LH_2) requer temperaturas criogênicas, porque o ponto de ebulição do hidrogênio a 1 atm é de $-252,8^\circ\text{C}$. Além disso, o hidrogênio também pode ser armazenado nas superfícies de sólidos, por adsorção, ou dentro de sólidos, por absorção (ZOHURI, 2019). De modo similar ao gás natural comprimido ou liquefeito, as questões de segurança na manipulação do hidrogênio devem ser contornadas por meio de protocolos, normas e formação de recursos humanos.

Atualmente, a compressão de gás por alta pressão é a alternativa mais utilizada principalmente devido à sua alta eficiência energética, além do baixo custo operacional e de capital necessários. A liquefação, por sua vez, possui baixa eficiência energética e alto custo, sendo principalmente empregada em aplicações espaciais graças à sua alta eficiência volumétrica e gravimétrica.

Por fim, outros destaques são o armazenamento por hidreto de metal e a adsorção de nanotubos de carbono. Ambas possuem uma alta eficiência volumétrica e por isso demonstram um grande potencial ainda a ser explorado (ZOHURI, 2019).

Os carreadores (ou portadores) químicos de H_2 , como amônia e LOHCs (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*), armazenam H_2 em moléculas maiores, o liberam no local do uso final e são classificados em duas famílias (IRENA, 2019b):

- **Não-reversíveis:** a liberação requer uma reação de conversão na qual o carreador não possa ser reaproveitado, como no caso do metanol, da amônia e do tolueno/metil-ciclohexano (MCH); e
- **Reversíveis:** após a liberação, o carreador pode ser reutilizado no processo de armazenamento. Aplica-se aos hidretos e aos *metal-organic frameworks* (MOF).

Os carreadores químicos representam processos que consomem energia, geram custos adicionais de conversão na origem e reconversão no destino, além de gerar custos de transporte da substância líquida de volta à origem, caso ela não seja utilizada no destino.

Entre os carreadores, destaca-se a amônia, que já possui uma cadeia de produção e logística madura e pode ser um produto de uso final. A Tabela 3 resume os desafios, as vantagens, os estágios de desenvolvimento e as ações requeridas para o avanço tecnológico relativo aos processos de armazenamento e transporte de H_2 em fase líquida (IRENA, 2019b).

TABELA 3 – Características e desafios das tecnologias de transporte e armazenamento de H₂

Características	H ₂ líquido	Tolueno - metilciclohexano (MCH)	Amônia (NH ₃)
Desafios	<ul style="list-style-type: none"> Baixa temperatura Alta demanda de energia (45% da energia carregada pelo H₂) Redução de custos Difícil armazenamento a longo prazo (evaporação) Risco de vazamento 	<ul style="list-style-type: none"> Alta demanda de energia na desidrogenação (30% da energia carregada pelo H₂) Baixa densidade de H₂ carregada Infraestrutura de grande porte Durabilidade 	<ul style="list-style-type: none"> Menor reatividade Toxicidade Alta demanda de energia na desidrogenação (cerca de 13% da energia carregada pelo H₂) e purificação
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> Alta pureza Não requer nem conversão nem purificação 	<ul style="list-style-type: none"> Armazenamento à temperatura ambiente em estado líquido Infraestrutura existente no setor petroquímico Regulamentações existentes Sem perda 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de uso direto Carreador mais barato Infraestrutura existente Regulamentações existentes
Maturidade	<ul style="list-style-type: none"> Pequena escala: aplicação Grande escala: desenvolvimento 	<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 	<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 a combustível para uso direto

Fonte: (IRENA, 2019b).

Em 2020, a BloombergNEF (2020) disponibilizou uma avaliação do custo nivelado de armazenamento (LCOS – *Levelized Cost of Storage*) de hidrogênio de acordo com diversas tecnologias, tanto as praticadas atualmente como as perspectivas de redução de custos para o futuro. Tais tecnologias são categorizadas com relação ao volume do reservatório, o tempo de armazenamento pretendido e a disponibilidade do recurso, conforme mostrado na Tabela 4.

TABELA 4 – Tecnologias de armazenamento de H₂ categorizadas por volume e tempo adequado de armazenamento, com seus respectivos LCOS

Armazenamento	Gasoso				Líquido			Sólido
	Cavernas de sal	Campos de gás depletado	Cavernas rochosas	Tanques pressurizados	LH ₂	Amônia	LOHC	Hidretos metálicos
Volume	Grande	Grande	Médio	Pequeno	Pequeno - Médio	Grande	Grande	Pequeno
Duração do descarregamento	Semanas - mês	Sazonal	Semanas - mês	Dias	Dias - semanas	Semanas - mês	Semanas - mês	Dias - semanas
LCOS atual (US\$/kg)	0,23	1,90	0,71	0,19	4,57	2,83	4,50	NA
LCOS futuro (US\$/kg)	0,11	1,07	0,23	0,17	0,95	0,87	1,87	NA
Disponibilidade geográfica	Limitada	Limitada	Limitada	Não limitada	Não limitada	Não limitada	Não limitada	Não limitada

Legenda: NA – Não avaliada
 Fonte: (BLOOMBERGNEF, 2020).

O uso de eletricidade para compressão é estimado entre 0,7-1,0 kWh/kg H₂, o equivalente a cerca de 2-3% do poder calorífico inferior do H₂ (YANG; OGDEN, 2006). A empresa Linde comercializa atualmente um compressor com um consumo de aproximadamente 0,66% do poder calorífico inferior do H₂ (LINDE, 2021). A energia necessária para liquefação foi encontrada entre 12,5 e 15,5 kWh/kg H₂, o equivalente a cerca de 38-47% do poder calorífico inferior do H₂ (BARTELS, 2008).

Existem diferentes opções disponíveis para transporte e distribuição de hidrogênio dependendo dos volumes, da distância de entrega e de circunstâncias locais. Entre essas possibilidades, tem-se transporte por caminhões ou navios – sendo comprimido no estado gasoso ou líquido – e através de dutos com hidrogênio gasoso.

Atualmente, existem cerca de 5.000 km de gasodutos de H₂ no mundo, em face de 3.000.000 km de gasodutos para gás natural. O transporte sob forma gasosa é predominante, apesar do liquefeito ser capaz de transportar, em um mesmo volume, uma massa cinco vezes maior. O transporte na forma liquefeita é adequado quando existe uma demanda elevada e estável, porém insuficiente para investimento no transporte por dutos. Essa forma é mais adequada para exportação do hidrogênio por via marítima (BALL; WEEDA, 2015; ABDALLA *et al.*, 2018).

A BloombergNEF (2020) divulgou uma lista das tecnologias de transporte e da faixa de preço em US\$ por quilograma de hidrogênio de acordo com a vazão mássica diária de hidrogênio e a distância pretendida de transporte, como visto na Tabela 5.

TABELA 5 – Tecnologias de transporte e custo médio por quilograma de H₂ em 2019 de acordo com volume de produção de hidrogênio e distância de transporte

		Distância (km)			
		1-10	10-100	100-1000	>10000
Volume (t/dia)	<1-10	CGH ₂ 0,65-0,76 US\$/kg	CGH ₂ 0,68-1,73 US\$/kg	CGH ₂ / LOHC 0,96-3,87 US\$/kg	LOHC US\$ 3,87-6,70/kg
	10-100	Gasoduto 0,05-0,06 US\$/kg	Gasoduto 0,06-0,22 US\$/kg	Gasoduto 0,22-1,82 US\$/kg	Gasoduto 2,00 US\$/kg Amônia >3,00 US\$/kg
	100-1000	Gasoduto 0,05 US\$/kg	Gasoduto 0,05-0,10 US\$/kg	Gasoduto 0,10-0,58 US\$/kg	Gasoduto 0,58-3,00 US\$/kg Amônia >3,00 US\$/kg

Fonte: (BLOOMBERGNEF, 2020).

De acordo com a Royal Society, o transporte rodoviário consome cerca de 1,5% do hidrogênio transportado a cada 100 km nas condições tecnológicas atuais. A energia gasta para abastecimento de 1.100 kg de hidrogênio a ser transportado a 500 bar é estimada pela média entre a compressão isotérmica e adiabática, o que resulta em 8.750 kJ/kg H₂ (RSC, 2019). O consumo para transporte do hidrogênio em dutos depende das condições operacionais do duto, com um consumo entre 0,77% (HÄNGGI *et al.*, 2019) e 0,93% (BOSEL; ELIASSON, 2003) do hidrogênio transportado a cada 100 km.

HYDROGEN



3 INICIATIVAS INTERNACIONAIS PARA ESTRUTURAÇÃO DA CADEIA DO H₂

3.1 PROGRAMA EUROPEU DO HIDROGÊNIO RENOVÁVEL

3.1.1 UNIÃO EUROPEIA

A União Europeia está comprometida a promover a descarbonização gradual da economia até 2030 e atingir o *net zero* em 2050, conforme o recente *European Green Deal* (EC, 2021a). A estratégia europeia aponta o hidrogênio verde como um dos pilares energéticos para se atingir as metas de descarbonização.

Embora o hidrogênio verde seja o foco do planejamento, existe a previsão da adoção do hidrogênio azul como caminho da transição no curto prazo. A União Europeia rotulou recentemente o gás natural (e a energia nuclear) como fontes “verdes”, devido ao caráter estratégico do gás na fase de transição das fontes tradicionais para as renováveis (THE WASHINGTON POST, 2022). Esse desenvolvimento se ancora em tecnologias e em infraestrutura de CCS (*Carbon Capture and Storage*) previstas nos primeiros estágios do planejamento estratégico.

A estratégia de promoção da descarbonização via uso do H₂ e o desenvolvimento de seu mercado iniciou-se em 2003, com a formação do *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cell in the Economy* (IPHE). Em 2004, foi criado o programa tecnológico europeu da *Fuel Cell Technology Platform*, com ênfase na pesquisa de células a combustível usando H₂. Em 2008, metas de política climática e eficiência energética foram apontadas no plano *Strategic Energy Technology Plan* (SET-Plan) (PANDEV *et al.*, 2017).

Nos anos seguintes, atuações governamentais, parcerias público-privadas e projetos de interesse coletivo abordaram os desafios do desenvolvimento tecnológico e do mercado de H₂ (EC, 2021b).

Em 2019, o *Hydrogen Roadmap Europe* (FCH,2019) destacou a importância do H₂ para se atingir as metas de descarbonização do *European Green Deal*. Em 2020, a Comissão Europeia publicou os documentos “*A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe* e *EU Strategy for Energy System Integration*”, apontando o papel central do hidrogênio para a transição do sistema elétrico visando atingir a meta *net zero*.

A estratégia europeia para o desenvolvimento de tecnologia e mercado do H₂ está baseada em metas comuns e colaborativas. Entretanto, cada estado-membro elabora sua estratégia individual, conforme a compreensão de suas forças e fraquezas em seus próprios setores industriais (EC, 2020).

Primeiramente, o H₂ verde é visto como um elemento para redução intensiva dos GEE dentro das metas de 2030. Dessa forma, serão necessários investimentos dedicados a eletrolisadores e pontos de abastecimento de hidrogênio e células a combustível. A UE aponta também que o hidrogênio poderia trazer flexibilidade ao sistema elétrico, se de fato se configurar como um armazenador de energia renovável, com sua “despachabilidade” frente as outras fontes renováveis. Por fim, o H₂ permite uma maior diversificação da matriz energética da UE, o que contribui para a diminuição da dependência de fontes fósseis e traz vantagens em relações geopolíticas (EC, 2020; WEC, 2020).

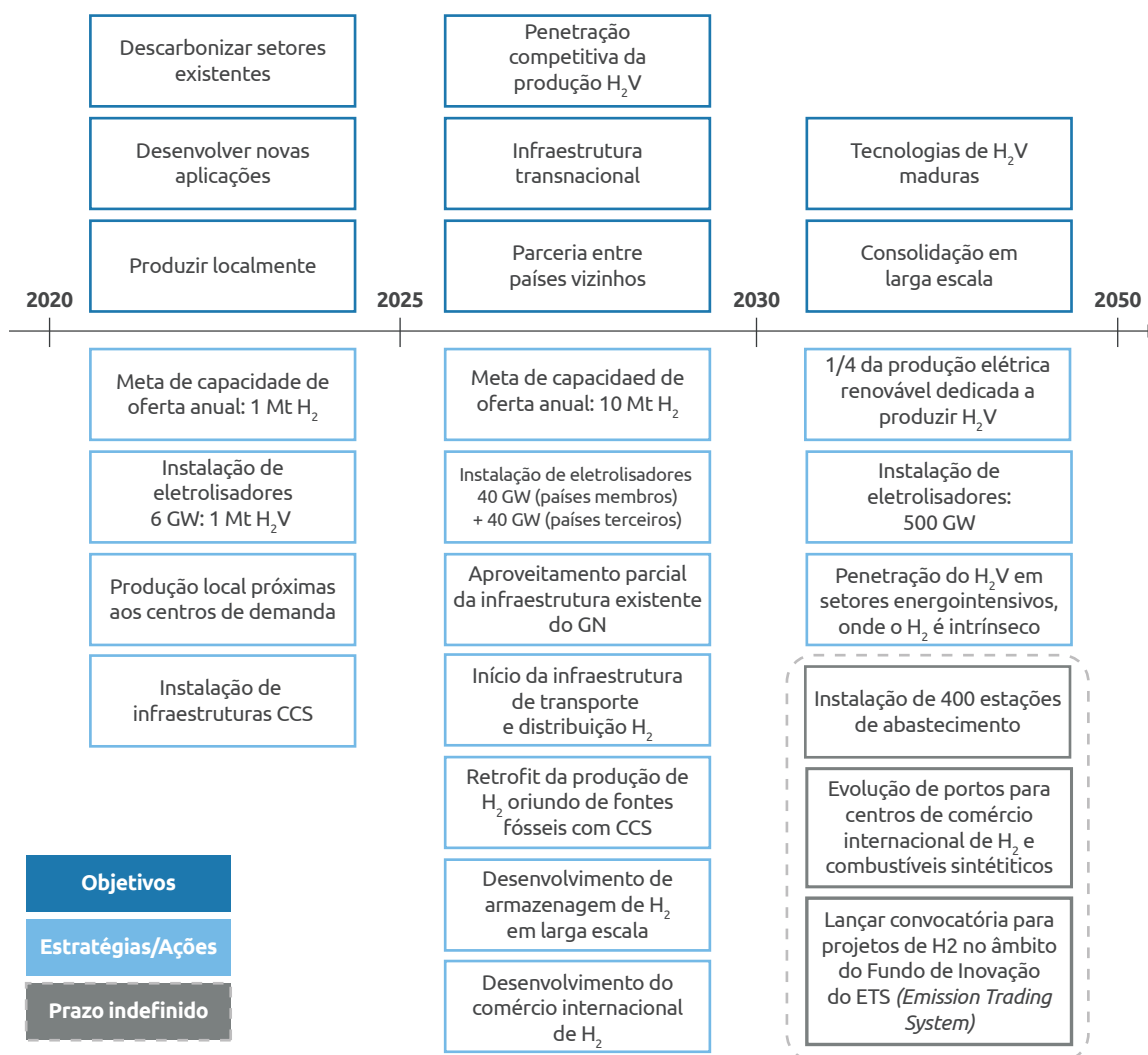
De modo geral, a demanda por H₂ verde na UE está focada no setor de transporte (terrestre pesado, marítimo e aéreo) e industrial. Os setores químico e petroquímico se destacam com a possibilidade de descarbonização da produção de amônia e metanol. Por sua vez, o setor siderúrgico apresenta grande potencial para uso do H₂ no processo de redução do minério de ferro. O foco da estratégia da UE é promover o mercado interno de H₂ na indústria e no transporte, havendo exceções de estados-membros com a intenção de exportar H₂ (como Portugal e Espanha) (WEC, 2020).

A política de hidrogênio na UE é principalmente guiada pelo financiamento em P&D interno e parcerias internacionais. As parcerias estratégicas englobam países com oferta potencial de hidrogênio verde para exportação. Nesse sentido, países com geografia propensa à exploração da energia solar e eólica (Austrália, Chile e Brasil) são importantes alvos. Países do norte da África também são fortemente considerados, uma vez que a continuidade geográfica e a curta distância favorecem o transporte de H₂ verde, permitindo o desenvolvimento socioeconômico das regiões vinculadas a problemas migratórios entre nações.

Ao liderar o desenvolvimento de tecnologia e equipamentos de eletrólise, por exemplo, a UE busca se posicionar estrategicamente no mercado emergente de H₂ verde, mesmo como uma importadora líquida do produto. A redução de custo do H₂ verde depende dessa cooperação internacional, junto com o trabalho interno de aproveitamento da infraestrutura existente (FCH, 2019).

O plano estratégico definido pela Comissão Europeia é dividido em três estágios, cujas metas e ações são esquematizadas no cronograma da Figura 4.

FIGURA 4 – Plano estratégico da União Europeia para o desenvolvimento do mercado de H₂



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de WEC (2020).

Para atingir as metas e expectativas definidas, a UE se baseia em cinco pilares: i) criação de um plano de investimentos; ii) neutralidade tecnológica; iii) incentivos aos investimentos em P&D; iv) cooperação internacional; e v) atenção a toda a cadeia produtiva (WEC, 2020).

A neutralidade tecnológica é uma dimensão importante da estratégia europeia tendo em vista o baixo nível de maturidade tecnológica em todas as opções. Outro pilar é o incentivo aos investimentos em P&D como forma de promover o estabelecimento de soluções pré-comerciais e para desenvolvimento do arcabouço regulatório do setor.

Adicionalmente, a estratégia abarca uma atenção para toda a cadeia produtiva de valor: oferta (produção, infraestrutura e armazenamento) e demanda dos setores.

Apesar dos esforços para promover a produção de H₂ no âmbito da EU, espera-se que as importações de H₂ de fora da região tenham uma contribuição significativa a médio prazo. No horizonte entre 2025 e 2030, destacam-se ações que visam criar e resolver a logística de transporte e distribuição de H₂. Existe uma expectativa de que os gasodutos existentes de gás natural resolvam em parte a questão por meio de uma mistura do H₂ verde no gás natural. No entanto, investimentos e adaptações devem ser realizados para promover o *blending* do H₂ à corrente existente, até o *phasing-out* do gás. Infraestruturas novas e dedicadas ao H₂ serão desenvolvidas por questões técnicas (adaptabilidade do material dos gasodutos e acessórios à corrente gasosa) ou de abastecimento, nos casos de países onde não houve grande penetração de gasodutos.

BOX 1 – Programas climáticos e mercadológicos da União Europeia

A dinamização do mercado de H₂ renovável na Europa está ancorada em orçamentos da UE e medidas regulatórias. Dentre estas, destacam-se:

- o estabelecimento da preferência do poder público em compras de bens e serviços descarbonizados (por exemplo, aquisição ou contratação de veículos pesados movidos a hidrogênio);
- o aproveitamento dos créditos de carbono via *Emissions Trading System* da UE (EU-ETS); e
- a comercialização de *Carbon Contracts for Difference* (CCfD). O EU-ETS baseia-se no modelo *cap and trade*, que engloba 40% das emissões de GEE na UE, e progressivamente revisa e reduz os limites de emissões (EC, 2021b).

O *European Green Deal*, assinado em dezembro de 2019, tem o objetivo de desacoplar emissões de CO_{2eq} do crescimento econômico. Em junho de 2021, entrou em vigência a *European Climate Law*. O objetivo principal da lei é estabelecer diretrizes para reduzir as emissões de gases estufa em 55% no ano de 2030 (um volume líquido de 225 Mt CO_{2eq} mitigados) em relação a 1990, visando atingir o *net zero* em 2050 (EC, 2021c). Em julho de 2021, a Comissão Europeia trouxe as propostas *Fit for 55* (EC, 2021d). Até então, as medidas regulatórias mais genéricas não citavam diretamente preferências quanto às soluções de energia renovável, o que retoma ao conceito de neutralidade tecnológica. As citações do H₂ surgiam apenas para ressaltá-lo como um exemplo de combustível renovável e, assim, atingir as metas de descarbonizar o setor de transporte e a indústria.

As diretrizes do *Fit for 55* visam trazer uma transição equilibrada, definindo metas de emissões com uma precificação de carbono via ETS correspondente às especificidades de cada setor, e visando destinar recursos financeiros para combater problemas sociais. O problema de “vazamento de carbono” também é previsto entre as propostas, com a criação do CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), de modo a ter um mecanismo que evite a transferência da emissão para países com menos restrições ambientais, por questões de competitividade econômica (EC, 2021d).

A dinamização do mercado de H₂ renovável na Europa está ancorada em orçamentos da UE e medidas regulatórias. Dentre elas, destacam-se: i) o estabelecimento da preferência do poder público em compras de bens e serviços descarbonizados (por exemplo, aquisição

ou contratação de veículos pesados movidos a hidrogênio); ii) o aproveitamento dos créditos de carbono, via *Emissions Trading System* da UE (EU-ETS); e iii) a comercialização de *Carbon Contracts for Difference* (CCfD). O EU-ETS baseia-se no modelo *cap and trade*, que engloba 40% das emissões de GEE na UE, e progressivamente revisa e reduz os limites de emissões. (EC, 2021b).

O *European Green Deal*, assinado em dezembro de 2019, tem o objetivo de desacoplar emissões de CO_{2eq} do crescimento econômico. Em junho 2021, entrou em vigência a *European Climate Law*. O objetivo principal da lei é estabelecer diretrizes para reduzir as emissões de gases estufa em 55% no ano de 2030 (um volume líquido de 225 Mt CO_{2eq} mitigados) em relação a 1990, visando atingir o *net zero* em 2050 (EC, 2021c). Em julho de 2021, a Comissão Europeia trouxe as propostas *Fit for 55*. (EC, 2021d). Até então, as medidas regulatórias mais genéricas não citavam diretamente preferências quanto às soluções de energia renovável, o que retomava ao conceito de neutralidade tecnológica. As citações do H₂ surgiam apenas para ressaltá-lo como um exemplo de combustível renovável e, assim, atingir as metas de descarbonizar o setor de transporte e a indústria.

As diretrizes do *Fit for 55* visavam trazer uma transição equilibrada, definindo metas de emissões com uma precificação de carbono via ETS correspondente às especificidades de cada setor, e visando destinar recursos financeiros para combater problemas sociais. O problema de “vazamento de carbono” também era previsto entre as propostas, por meio da criação do CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), isto é, ter um mecanismo que evitasse a transferência da emissão para países com menos restrições ambientais, por questões de competitividade econômica (EC, 2021d). Cada estado-membro deveria desenvolver propostas alinhadas às suas preferências. Ainda assim, a confecção do arcabouço regulatório que estimulasse a produção especificamente de H₂ verde deveria incluir peças em comum em sinergia com as diretrizes da UE, citadas a seguir (WEC, 2020):

- Revisão da *Renewable Energy Directive* (RED), visando à inclusão gradual H₂ com menor pegada de carbono por meio de cotas;
- Criação de um sistema de certificação de energia renovável e um padrão de qualidade de baixo carbono, no qual o H₂ se incluiria;
- Revisão de regulação tributária (*Energy Taxation Directive*) para evitar a dupla taxação de H₂, incluindo a revisão tarifária associada à infraestrutura com interseção com o H₂ (transmissão e distribuição de eletricidade e de gás);
- Revisão das diretivas que impactam o uso do H₂, destacando-se *Alternative Fuel Infrastructures* (AFID), *Clean Vehicle Directive* (CVD), *Renewable Energy Directive* (RED II), *CO₂ emission standards for light-duty vehicles* (LDVs) e *Heavy-duty vehicles* (HDVs);
- Revisão de planejamentos decenais como o *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP);

- Elaboração de agenda de investimentos no cerne do *European Clean Hydrogen Alliance*;
- Criação de medidas regulatórias dentro das competências da Comissão Sustentável 2020 e da *Smart Mobility Strategy*, e
- Estímulo à produção de H₂ de baixa pegada de carbono por meio do *Horizon Europe Program*.

O plano provisional de investimentos da UE prevê, até 2050, € 180-470 bilhões para projetos exclusivamente dedicados ao hidrogênio renovável. Para os projetos de H₂ com emissões de carbono reduzidas, o fomento é da ordem de € 3-18 bilhões.

O programa *Next Generation EU* inclui um fundo de € 806,9 bilhões (em valor de 2020), destinado à recuperação econômica dos estados-membros pós-Covid, tendo como meta fundamental a transição energética. Logo, parte do fundo será destinada ao desenvolvimento de fontes renováveis nas quais se encontra o hidrogênio como um dos vetores a receber tal fomento. O programa europeu *Horizon Europe* abrange o fomento de projetos de pesquisa e inovação e receberá, entre 2021 e 2027, o total de 93,7 bilhões, dos quais € 5,4 bilhões provém do estímulo do *Next Generation EU* (EC, 2021e).

Por fim, do lado da promoção do crescimento da infraestrutura do hidrogênio, os projetos de interesse comum (PCI) são desenvolvidos com o apoio de diversos fundos e agentes financeiros: *EU's Cohesion Fund*, *European Fund for Strategic Investments* (EFSI), *European Regional Development Fund* (ERDF) e *European Investment Bank* (EIB) (EC, 2021e).

Nas seções seguintes, dois países foram selecionados para detalhamento do posicionamento no plano europeu e no desenvolvimento do mercado de H₂: A Alemanha, pela sua característica de forte demanda e busca por parcerias internacionais para investimentos bilaterais, e a Espanha, que constitui um país-chave para a oferta de H₂ no curto prazo e possui vínculos energéticos com a África do Norte.

3.1.2 ESPANHA

A Espanha destaca-se como um dos países na União Europeia com potencial para produção de H₂ para exportação, além de atender a demandas internas industriais e automotivas (WEC, 2020). O país possui posicionamento geográfico estratégico, condições climáticas e área que favorecem a geração eólica e solar, além de deter uma infraestrutura de transporte e armazenamento de gás natural em potencial para adaptações a usos com H₂ (ESPANHA, 2020).

O compromisso espanhol com o patrocínio às pesquisas com hidrogênio iniciou-se em 2002, com a criação da organização sem fins lucrativos *Spanish Hydrogen Association*. Em 2005, foi estabelecido o *Spanish Technology Platform on Hydrogen and Fuel Cells*,

apoiado pelo Ministério da Ciência e Inovação. Em 2016, o papel do H₂ como combustível alternativo para o transporte rodoviário foi incluído no *National Strategic Framework for Alternative Fuels*.

A ampliação do papel do hidrogênio verde no país foi formalizada em julho de 2020 no *Renewable Hydrogen Roadmap*. As metas incluem: reduzir a dependência energética da Espanha, transformando o país em um produtor de energia renovável exportador de hidrogênio; reforçar a manufatura de componentes e equipamentos relevantes na cadeia do hidrogênio; e priorizar a produção de H₂ verde, em especial para produção de amônia e atividades de refino. Outras metas gerais nas quais o H₂ possui espaço são reduzir emissões de poluentes e GEE, conduzir a eletrificação do setor de transporte e prover controle sobre a flexibilidade da oferta, diante da penetração de renováveis intermitentes (WEC, 2020).

No âmbito do *European Green Deal*, a Espanha é apta para o investimento de projetos de eletrolisadores de 100 MW de capacidade, alimentado por fontes renováveis, para o abastecimento de portos e áreas industriais. A geração eólica *offshore* é um potencial da região para prover eletricidade na produção de hidrogênio. Além dessas aptidões internas, são esperadas convocatórias de investimentos em colaboração com a África e com países do Mediterrâneo, diante do potencial dessas regiões de exploração de energia solar. Marrocos e Espanha já estão conectados pelo sistema elétrico, por uma capacidade de transmissão de 1,4 GW (ESPANHA, 2020).

Os objetivos específicos da Espanha para 2030 em seu *roadmap* estratégico incluem a instalação de 4 GW de capacidade de eletrólise – que já contempla 2/3 de 6 GW propostos no *EU Hydrogen Strategy* –, que seria realizada próximos a centros de demanda (indústria e transporte) para mitigar custos de armazenamento e transporte do H₂ (TRADE, 2020). Em 2024, existe uma meta intermediária de instalação de 300 a 600 MW de eletrolisadores.

Pretende-se atender a 25% da demanda industrial com H₂ renovável, seja como matéria-prima ou utilidade energética, até 2030. O setor de transporte deverá consumir energia na qual a contribuição de fontes renováveis deve ser de, no mínimo 28%, o dobro da meta da diretiva europeia definida na escala da União Europeia para 2030. Dessa maneira, seriam reduzidas 4,6 Mt de CO₂ e seriam investidos € 8,9 bilhões em projetos de H₂ renovável, em adaptações industriais e no setor da mobilidade (ESPANHA, 2020).

Dentre os instrumentos regulatórios, setoriais e transversais, a Espanha propõe 60 medidas no seu *roadmap*. O hidrogênio verde é citado especificamente como a meta do governo para uma efetiva descarbonização. A rastreabilidade da pegada de carbono do H₂ deverá ser implementada por meio de um sistema de garantia de origem, em colaboração com a comunidade europeia.

Incentivos financeiros e definição de cotas no uso de energia renovável serão estratégias importantes para o desenvolvimento dos projetos de H₂. Deve-se estabelecer metas de 2025 a 2030 para o estímulo ao uso de H₂ renovável, principalmente nos setores em que a eletrificação é ineficiente ou inviável. Nesse sentido, estão previstos incentivos para o transporte ferroviário e marítimo (incluindo suporte à infraestrutura necessária), além das aplicações veiculares, em que se destaca uma medida de se avaliar o uso de HGNC (gás natural comprimido misturado com H₂).

Para o transporte aéreo, é citado o incentivo às pesquisas em combustíveis sintéticos derivados de H₂. Deve-se estabelecer uma base legal para as plantas *Power-to-X* e estações de eletrólise (Espanha, 2020). Nesse ponto, dois projetos relevantes estão em andamento: produção (dois módulos de 10 MW) de H₂ verde para a indústria química em Puertollano (WEC, 2020) e o Projeto Green Hysland na ilha de Mallorca (detalhado a seguir).

Por fim, uma medida diferenciada é o suporte à produção de H₂ derivado de biogás, nos casos em que esse produto se mostre ambientalmente e economicamente mais interessante que o H₂ verde, ao passo que se aproveita resíduos agrícolas e industriais (Espanha, 2020).

Finalmente, dos projetos em curso listados no *roadmap*, pode-se citar abaixo os que possuem investimento explicitado:

- “H2Ports” (2019-2023) com investimento de € 4 milhões provenientes do *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCHJU), no porto de Valencia, que inclui o desenvolvimento de uma estação de abastecimento de hidrogênio a 350 bar, planejamento da cadeia de suprimento no porto e testes de compatibilização de veículos (ex.: guindastes);
- “HIGGS” (2020-2022) com investimento de € 4 milhões, distribuídos entre centros de pesquisa participantes para avaliar as necessidades dos equipamentos e a injeção de H₂ na infraestrutura de gás natural;
- “GREEN HYSLAND” (2021-2025) com € 50 milhões, na Ilha de Mallorca, para produção de hidrogênio por eletrólise (7,5 MW), usando fontes renováveis, e atendimento a demandas diversas na ilha (Espanha, 2020); e
- Projeto da ENEGAS (empresa transportadora e operadora da rede nacional de gás), que consiste no investimento de US\$ 309 milhões na maior planta de eletrólise na Espanha, com capacidade de 32 MW e alimentada por 150 MW de energia solar fotovoltaica (TRADE, 2020).

3.1.3 ALEMANHA

Em junho de 2021, a Alemanha criou uma emenda à sua *Climate Action Law* (original de 2019), tornando as metas de redução de emissões mais ambiciosas, mesmo em relação

ao próprio *Fit for 55* da UE. A meta em relação a 1990 passou a ser uma redução de 65% das emissões em 2030, redução de 88% até 2040, neutralidade carbônica em 2045 e “emissões negativas” a partir de 2050. (CLEW, 2021).

Destaques no contexto da transição energética são os Projetos Kopernikus (KOPERNIKUS PROJEKTE, 2021), com início em 2016 e com três fases: conceitualização e teoria (2016-2019), validação e preparo de aplicações (2019-2022) e transferência das tecnologias desenvolvidas para demonstrações em instalações (2022-2025). O programa baseia-se no financiamento e na interação entre sociedade, academia e indústria, para atingir as metas de quatro projetos:

- ENSURE, que visa trazer soluções (técnicas, econômicas e regulatórias) para enfrentar a intermitência da oferta do *grid* de eletricidade, causada principalmente pela penetração da geração solar e eólica;
- P2X, que consiste no desenvolvimento de produtos orgânicos para aplicações como carreadores de hidrogênio, combustíveis ou produtos químicos de alto valor agregado que contribuam para suavização da intermitência e evitem desperdício de energia;
- SynErgie, que se destina a estudar adaptações de processos de setores industriais com demanda energética intensiva, de modo que utilizem fontes renováveis; e
- Ariadne, que é um medidor da aceitação da sociedade e formulador de políticas regulatórias, conforme o sucesso dos demais três projetos.

A Alemanha se destaca pela sua liderança em tecnologia para produzir hidrogênio verde. Contudo, por falta de recursos para produção de eletricidade via fontes renováveis a custos satisfatórios, aposta na parceria internacional alinhada a seu posicionamento como consumidora, principalmente no setor industrial e de transporte. Nesse sentido, o país pretende criar um mercado interno forte de H₂. Assim, busca investir em P&D e criar subsídios para tornar o H₂ competitivo economicamente, ao mesmo tempo em que adapta os setores capazes de absorvê-lo em prol da descarbonização.

Até 2030, espera-se uma demanda por 90-110 TWh/ano de hidrogênio renovável. (ALEMANHA, 2020). Em 2020, a demanda total de H₂ no país era da ordem de 55 TWh, utilizados principalmente para produção de amônia e metanol (WEC, 2020). Em 2030, o país produzirá internamente apenas 14 TWh de H₂ verde. Dessa forma, para a Alemanha atingir seus objetivos até 2030, será necessária a importação de H₂ verde em grande escala de países capazes de produzir eletricidade renovável em grande quantidade, como Chile, Brasil e países da África do Norte. (GIZ, 2021).

A Figura 5 aponta quatro instrumentos ou promoções de parcerias internacionais em H₂ verde do governo alemão, apresentados no 2º Congresso Brasil-Alemanha de Hidrogênio

Verde pelo Ministério da Alemanha de Economia e Energia (ALEMANHA, 2021b): H2Global (programa de investimentos focado em leilões para alavancagem de oferta e demanda), FRL (diretrizes e financiamento parcial de projetos em parceria com países fora da União Europeia), H2-Uppp (suporte para projetos de H₂ verde sob parcerias público-privadas), e Fund (financiamento de projetos de baixo interesse de rentabilidade e disponíveis além de 2023).

FIGURA 5 – Programas para promoção de parcerias internacionais do governo da Alemanha

Programa “H2Global”	
<ul style="list-style-type: none"> • Incentivo de mercado para compensar o custo adicional do H₂ verde, alavancando-se a oferta e demanda; • Fundo de € 900 milhões do governo federal alemão para projetos PtX (produtos e critérios de sustentabilidade na cadeia produtiva ainda a definir); • Os alvos de parcerias são países estrangeiros com geografia favorável à produção de H₂ verde, e países parceiros comprometidos com a transição energética; • O intermediário Hint.Co estabelece contratos de longo prazo para oferta e curto para a demanda, visando o <i>highest selling price</i> pelo lado da venda e o <i>lowest bid price</i> pelo lado da compra, por leilões separados para cada ponta. A diferença é compensada por garantias do governo alemão (abordagem CfD). 	
Guideline “FRL”	
<ul style="list-style-type: none"> • Instruções para habilitação de projetos de instalação de sistemas de produção, estocagem, e transporte de H₂ fora da União Europeia, com acompanhamento de pesquisa acadêmica e treinamento; • Orçamento máximo de € 15 milhões por projeto e candidato (total de € 350 milhões até 2024), para suprir de 25 a 45% dos custos de investimento. Editais abertos em out/2021 e fev/2022, com projetos sendo concluídos em 2024-2025. 	
Parcerias “H2-Uppp”	Continuidade de apoio à inovação “Fonds”
<ul style="list-style-type: none"> • Identificar, suportar e implementar projetos-piloto para a produção de H₂ verde em mercados estrangeiros; • Orçamento máximo de € 200 mil euros por projeto, conforme contrato e performance, além de outros suportes de serviços de acompanhamento 	<ul style="list-style-type: none"> • Financiamento de projetos de cadeia de H₂ em cooperação internacional bilateral, estendendo-se a partir de 2023; • O alvo são projetos que precisam de garantia de risco de capital e possuem baixo interesse de rentabilidade.

Legenda: FRL – acrônimo para *Förderrichtlinie*, ou seja, diretrizes de investimentos; H2-Uppp – refere-se a apoio (*Unterstützung*) a parcerias público privadas (PPP); Fonds – refere-se a fundos para parcerias internacionais.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Alemanha (2021b) e H2Global (2021).

De 2006 a 2016, o governo da Alemanha aprovou € 700 milhões no contexto do *National Innovation Programme on Hydrogen and Fuel Cell Technology*. A projeção governamental cita ainda que o total de € 1,4 bilhões em investimentos devem ser provisionados, considerando o período de 2016. Dentro do *Energy and Climate Fund (2020-2023)*, € 310 milhões serão direcionados para pesquisas básicas com H₂ verde, com possibilidade de se destinar mais € 200 milhões. Nesse mesmo período, o fomento de € 600 milhões será direcionado ao *Regulatory Sandboxes for the Energy Transition*, com o objetivo de acelerar a saída do projeto do laboratório para sua aplicação no mercado.

Além desses investimentos, um outro pacote foi aprovado em 2020, relativo ao *National Hydrogen Strategy*, com um orçamento de € 7 bilhões para tecnologias de H₂ dentro da Alemanha e € 2 bilhões para gastos em parcerias internacionais. (ALEMANHA, 2021a).

A prioridade é promover investimentos em tecnologias e escalonamento para aplicações industriais mais próximas a uma viabilidade comercial.

A indústria do aço e do setor químico são o foco de descarbonização nesse caso, visto que o H₂ se mostra imprescindível nessas áreas. No caso da indústria de aço, há uma estratégia dedicada ao uso do H₂ como agente redutor de ferro, por meio do *Steel Action Concept* de julho de 2020. O setor de transporte aéreo é alvo de descarbonização, visando-se tecnologias de propulsão híbrida com células a combustível e baterias. Nesse sentido, o governo pretende estimular a produção de “*combustíveis de aviação à base de eletricidade*”, em que se insere combustíveis líquidos derivados de projetos *Power-to-Liquid*.

Há subsídios para a compra de veículos comerciais elétricos ou movidos a célula a combustível à base de H₂, para as infraestruturas relativas às estações de abastecimento e para estudos de viabilidade. A intenção desses estímulos é justamente realizar um *ramp-up* do mercado de veículos comerciais. Dado o objetivo do *Climate Action Programme 2030*, o H₂ verde é um meio de se atingir 1/3 da milhagem percorrida por veículos pesados eletrificados até 2030. (ALEMANHA, 2021a).

O plano *National Hydrogen Strategy* (ALEMANHA, 2020) da Alemanha traz 38 medidas para o desenvolvimento do mercado de H₂, com o intuito de promover as seguintes finalidades do produto dentro dos planos da nação: fonte de energia para o setor de transporte; meio de estocagem de energia proveniente de geração renovável intermitente; integrador de setores com o potencial de flexibilidade de seu despacho; matéria-prima para descarbonização de setores industriais; e instrumento para criação de novos produtos químicos e cadeias de valor. A seguir, são destacados aspectos notórios entre essas medidas.

A Alemanha pretende introduzir a precificação de CO₂ para combustíveis fósseis em seu uso para fins térmicos e no setor de transporte, junto à redução de taxaço sobre fontes renováveis. Nesse sentido, um estudo a respeito da isenção total de taxas sobre a eletricidade consumida para produção de H₂ verde é considerada, como forma de viabilizar os empreendimentos. A geração eólica *offshore* acoplada à produção de H₂ sob projetos *Power-to-X* é uma opção destacada, havendo interesse do governo alemão de incentivar a produção dessa classe no Mar Báltico e no Mar do Norte.

Outra frente de atuação do governo alemão é o desenvolvimento de uma metodologia para rastreamento da pegada de carbono dos combustíveis comercializados. A aplicação dessa certificação uniforme será discutida no âmbito da UE nos próximos anos. No setor de transporte, é essencial o desenvolvimento de *e-fuels*, principalmente para mobilidade aérea. Para pesquisa de combustíveis dessa classe, € 1,1 bilhões foram destinados até 2023 por meio do *Energy Climate Fund*.

No caso de transporte terrestre, o *Energy Climate Fund* traz € 3,4 bilhões para construção da infraestrutura de abastecimento. O escopo abrange, de início, o transporte terrestre pesado, antes de evoluir para veículos comerciais leves. A penetração do H₂ no setor industrial ocorrerá por meio da CCfD, em que o governo suprirá o *gap* de custos devido à baixa competitividade econômica de H₂ de fonte renovável frente ao produzido de fontes fósseis. De forma similar ao setor de transporte, a harmonização da certificação de produtos industriais verdes (principalmente siderurgia e setor químico) é fundamental para rastrear a incorporação de produtos sustentáveis no mercado.

BOX 2 – Lideranças de projetos de aplicações de mercado H₂ na Alemanha

Na Alemanha, observa-se o interesse da iniciativa privada em assumir riscos tecnológicos e de mercado, frente aos ganhos potenciais associados à liderança de aplicações no mercado de H₂. Dentre as concretizações conquistadas, pode-se destacar quatro atuações:

- a funcionalidade da primeira operação comercial de um trem a célula a combustível da Alstom;
- a instalação de 30 MW de projetos Power-to-Gas distribuída entre cerca de 30 campos;
- o andamento do projeto Carbon2Chem do Thyssenkrup que visa aproveitar o gás de exaustão de fornalhas siderúrgicas para a produção de químicos baseados em H₂ (WEC, 2020); e
- o início da construção, em junho de 2021, de uma planta de 8,75 MW de H₂ verde (*Siemens Smart Infrastructure*) na Bavaria, para o abastecimento de demanda industrial e transporte a partir de 2022 (UNIVERSITÄT BAYREUTH, 2021).

3.2 PROGRAMAS VOLTADOS PARA O MERCADO INTERNO

3.2.1 COREIA DO SUL

A Coreia do Sul possui limitações para produção de H₂ verde diante das dificuldades de se gerar energia solar e eólica em sua geografia e topografia. O país conta com a importação significativa de insumos e desenvolveu aplicações de células a combustível para conseguir descarbonizar sua matriz. Embora a Coreia venha a desenvolver um mercado por meio de recursos domésticos e investimentos em P&D, o uso dessa fonte no futuro dependerá de volumes significativos importados de países vizinhos.

Conforme o documento *Hydrogen Roadmap Korea*, desenvolvido em parceria com 17 empresas, o mercado traz potencialmente a capacidade de produção de 17 Mt/ano de H₂ (20% da demanda energética nacional). Essa produção pode gerar 600 mil empregos (cadeia de produção, distribuição e usos finais) e receita de US\$ 58 bilhões em 2050 (IPHE, 2021).

Desde 2013, a Coreia do Sul foi pioneira na produção em larga de escala de veículos a célula a combustível. Em julho de 2021, havia em torno de 14.400 veículos e 106 ônibus na estrada e 88 estações de abastecimento para o suprimento (IPHE, 2021). Já existem planos

para exportação de veículos para países como Suíça e Suécia até 2025. A Hyundai possui planos de expandir a capacidade de produção de 700.000 unidades por ano, incluindo diversos veículos passageiros, empilhadeiras, drones, entre outros. (WEC, 2020).

As aplicações estacionárias em 2018 foram de 3.000 unidades pequenas (7 MW no total) e 307 MW em larga escala, distribuídas em 42 locais. A Coreia do Sul conta com aproximadamente 20 plantas CHP (*Combined Heat and Power*) (167 MW). A construção de uma única planta com 50 MW foi anunciada em 2019 pela Doosan Fuel Cell. (WEC, 2020).

O país conta com experiência em infraestrutura para o transporte de hidrogênio: os complexos petroquímicos em Ulsan, Yeosu e Daesan possuem gasodutos e tecnologias para produção e circulação de 1,64 milhões t H₂/ano. (COREIA DO SUL, 2019). No final de 2019, as cidades de Ansan, Ulsan e Wanju/Jeonju foram selecionadas para estimular a economia de hidrogênio, com investimentos de US\$ 25 milhões para cada cidade, com o uso de H₂ como combustível no atendimento de demandas de aquecimento, eletricidade e transporte.

Até 2030, espera-se o atendimento de H₂ por produção doméstica, originada de gás natural e complementada por projetos *Power-to-Gas* com geração renovável. Com o aumento da demanda a partir de 2030, o H₂ verde ou de origem fóssil com baixa pegada de carbono será importado por mar para complementar a oferta doméstica. (WEC, 2020).

A indústria de células a combustível ainda é considerada frágil, devido a altos custos e pequena atratividade de se expandir a infraestrutura. Incentivos são necessários para aumentar a escala de mercado e tornar a economia sustentável, como viabilizar o baixo custo de transporte de H₂ por longas distâncias, sua liquefação e sua estocagem.

BOX 3 – Objetivos socioeconômicos do *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*

As políticas estratégicas no *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*, em 2019, foi um passo para retomar o estímulo desse mercado (COREIA DO SUL, 2019). Os seguintes objetivos são traçados no plano:

- criar US\$ 27,8 bilhões em valor econômico e 420.000 empregos até 2040;
- reduzir as emissões de GEE em 27 Mt de CO₂ em 2040, com o H₂ detendo 5% de participação na matriz energética;
- reduzir a emissão de material particulado (23 Mt até 2040); e
- reduzir a dependência energética da Coreia do Sul com importações (WEC, 2020).

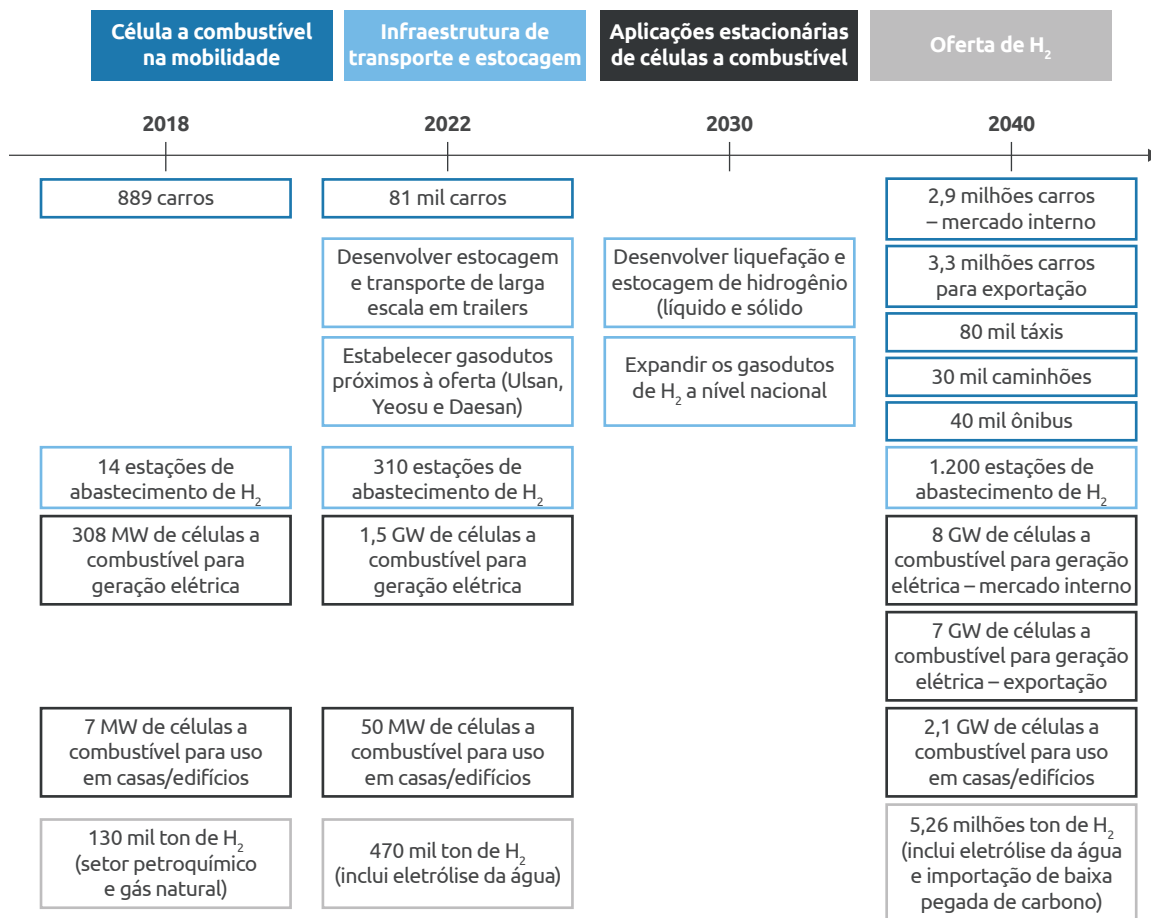
A Figura 6 demonstra as metas dentro da estratégia *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*. A Coreia do Sul constrói sua demanda de hidrogênio pautada na indústria automotiva, com expectativas de exportações de veículos para atender ao mercado internacional. A expansão da infraestrutura associada (transporte de hidrogênio por gasodutos e em *trailers* sobre caminhões) deverá ser desenvolvida.

As aplicações estacionárias serão estimuladas para geração elétrica e para uso nas casas e nos edifícios. A penetração de células a combustíveis nesse tipo de mercado será favorecida por meio de RECs (*Renewable supply certificates*), incentivos financeiros para tarifas de eletricidade e instalações mandatórias em setores públicos e imóveis privados.

O país também pretende introduzir misturas de H₂ (30%) com gás natural e de amônia (20%) com carvão na geração termelétrica de suas usinas. (RECHARGE, 2021a). A oferta de H₂ é predominantemente fóssil no início do plano, contando com a produção do setor petroquímico de grandes cidades.

De maneira complementar, a produção de H₂ por eletrólise, a partir de geração eólica *offshore* e solar, contribuirá para a descarbonização da oferta doméstica. (COREIA DO SUL, 2019). No caminho, o governo estabeleceu padrões de segurança técnica a serem colocados em lei, como a “Lei do Hidrogênio – Promoção da Economia do Hidrogênio” e a “Lei de Gestão de Segurança do Hidrogênio”, aprovadas em 2020. (GIZ, 2021).

FIGURA 6 – Metas de desenvolvimento da economia de H₂ na Coreia do Sul



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Coreia do Sul (2019).

Recomendações para o mercado de H₂ na Coreia do Sul também são propostas no *Hydrogen Roadmap Korea* (IPHE, 2021), que envolve as perspectivas do setor privado. As propostas são similares à estratégia governamental no *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*, trazendo sugestões complementares, metas a serem atingidas em 2022 e 2030 e orçamentos envolvendo a participação da indústria e do setor privado em P&D, tecnologias de produção, demonstrações, instalações e projetos variados da cadeia produtiva de H₂.

3.2.2 JAPÃO

O Japão depende fortemente de importações para seu suprimento energético. Após 2011, o país vem adaptando significativamente sua matriz energética para substituir a energia nuclear – que representa 30% da matriz elétrica – por energia renovável e GNL para o abastecimento de termelétricas. (K&L GATES, 2020). Em 2014, o Japão lançou o Plano Estratégico de Energia, que contempla as ações necessárias para atingir as metas de mitigação de emissões.

A alternativa de usar o H₂ como fonte renovável foi prevista e reforçada com planos seguintes. Em 2017, o *Basic Hydrogen Strategy* buscou promover o arranjo de sistemas e infraestruturas relacionados ao H₂, como forma de garantir segurança de abastecimento energética de baixa pegada de carbono no médio e longo prazo. (JAPÃO, 2017). Na quinta edição do Plano Estratégico de Energia, publicada pelo Japão (2018), o governo manteve as intenções de participar na redução de emissões, com a meta de reduzi-las em 26% até 2030 e 80% até 2050.

Historicamente, nas diversas estratégias publicadas pelo governo japonês, o termo “sociedade de hidrogênio” é empregado. Nesse conceito, destaca-se a relevância do hidrogênio no futuro do país para suprir atividades de transporte, geração elétrica e armazenamento de energia, em particular na forma de produtos líquidos. Essa ideia encontra-se bem alinhada à realidade atual do Japão, em que o abastecimento do sistema elétrico é realizado com flexibilidade por tanques de GNL. (JAPÃO, 2019).

Nesse sentido, é essencial o crescimento de uma infraestrutura de abastecimento e armazenamento dentro do Japão em prol da economia de escala, para o atendimento da demanda interna dos setores que poderiam usar o H₂, além do desenvolvimento tecnológico em parceria com potenciais exportadores.

Pelo lado da geração elétrica, há a intenção de realizar a queima de H₂ junto ao gás natural, ao passo que se desenvolve queimadores adequados para essas misturas, para implementação em grandes plantas de geração até menores escalas (como nas aplicações residencial ou automotiva).

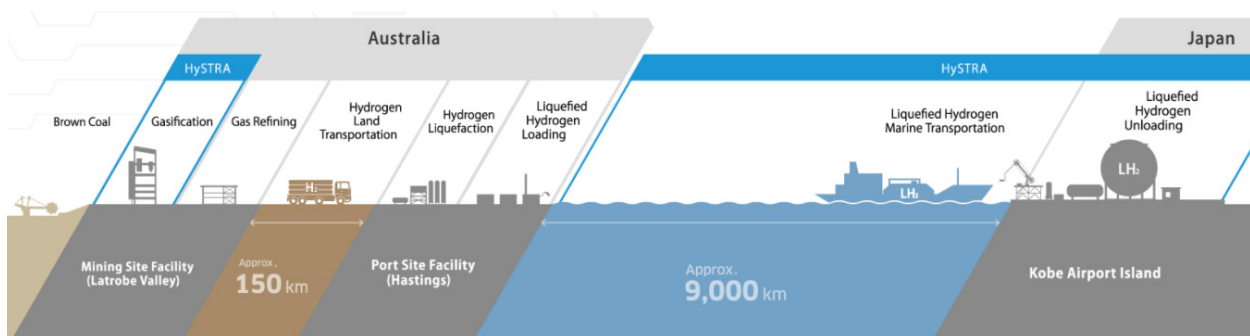
Ainda no setor de transporte, observa-se grande aplicação do hidrogênio em veículos a célula a combustível, considerando a liderança do país no desenvolvimento dessa tecnologia. A ENE-FARM é uma célula a combustível residencial pioneira para fins térmicos e elétricos que usa GLP (um reformador interno produz o hidrogênio), com potência de geração elétrica entre 0,3 e 1kW, podendo ser complementada com energia solar. (JLPGA, 2021),

As ações direcionadas ao desenvolvimento do mercado de H₂ são lançadas no documento *The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*. (JAPÃO, 2019). A analogia com a experiência de importação de GNL é bem ilustrada no documento. O custo de liquefação de H₂ encontra-se em torno de 30% do custo final para o consumidor. A redução desse custo para tornar o H₂ competitivo com fontes fósseis até 2050 depende do desenvolvimento em escala de tanque de armazenamento na proporção do mercado de GNL e da redução de perdas fugitivas por vaporização do produto.

O mesmo se aplica no caso do mercado evoluir para o uso de derivados líquidos que se mostrem eficientes em densidade energética, segurança e baixa volatilidade (amônia e metilciclohexano). Durante as fases de testes e demonstrações de menor escala, as normas internacionais devem convergir a padrões de segurança. Sendo assim, o Japão e a Austrália tornaram-se participantes ativos da *International Maritime Organization* (IMO) e outras entidades internacionais de padronização, para a adoção de medidas de segurança de transporte de H₂ líquido. (JAPÃO, 2019; COAG, 2019).

Quanto à pegada de carbono do H₂ utilizado, ao passo que há estímulos ao uso de H₂ verde, as pesquisas na cadeia envolvendo tecnologias de *Carbon Capture and Storage* (CCS) são avaliadas pelo governo japonês, de modo a reduzir os impactos de uso de H₂ produzido de fontes fósseis. (JAPÃO, 2019). O Japão vê o H₂ azul como vetor para uma transição menos disruptiva, considerando a grande dependência de recursos do país, as relações geopolíticas e seu posicionamento estratégico no desenvolvimento de tecnologias. Uma parceria de destaque está no projeto *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot*, entre a Austrália e o Japão. (HYSTRA, 2021).

FIGURA 7 – Cadeia do projeto *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot* na parceria Austrália-Japão



Fonte: HySTRA (2021).

O projeto consiste na gaseificação de carvão marrom, refino e liquefação do H₂ azul em Hastings (Austrália) e transporte marítimo de 9.000 km até o porto em Kobe (Japão), onde o produto é regaseificado para o uso final. O progresso e a avaliação de sucesso do projeto são estimados para 2025 e contarão com a análise da eficiência de gaseificação do carvão e com CCS sobre o CO₂ produzido.

Não obstante, o H₂ verde mantém-se no radar. Em 2016, na cidade de Namie, iniciou-se a construção da planta de demonstração *full-scale Fukushima Hydrogen Energy Research Field* (FH2R), de 180.000 m² com 10 MW de capacidade de eletrólise. A FH2R foi concluída em 2020, enquadrando-se como o maior projeto no mundo para produção de H₂ por eletrólise de água (1.260 Nm³/h).

Conforme a Figura 8, a planta de demonstração envolve um parque solar (20 MW) como fonte energética e está conectada à rede elétrica, para que se tenha balanceamento sobre as intermitências. A demanda reside em Fukushima, Tóquio e outras áreas, sendo o H₂ transportado em cilindros. A demonstração visa estudar e otimizar, na prática, o gerenciamento de ciclos de intermitência dos componentes envolvidos.

FIGURA 8 – Planta de H₂ verde FH2R em Fukushima, Japão



Fonte: FuelCellsWorks (2020).

BOX 4 – Green Innovation Fund no Japão

Com relação ao financiamento de novos projetos, vale ressaltar a criação do *Green Innovation Fund* em 2020, que prevê US\$ 18 bilhões para o fomento de empreendimentos alinhados à meta de *net zero* para 2050, não se limitando a propostas domésticas. O fundo reservou um orçamento de US\$ 2,4 bilhões para o estabelecimento da cadeia de H₂ em larga escala e US\$ 640 milhões para produção de H₂ verde, sendo estes detalhados a seguir (ALLEN & OVERY, 2021). Dentro do orçamento, a ambição do fundo é contribuir para a formação de uma cadeia de suprimento de H₂, com US\$ 2,4 bilhões, de modo a permitir um custo *free-on-board* (FOB) de US\$ 0,27/Nm³ para o produto em 2030, visando atingir US\$ 0,18/Nm³ em 2050.

Essas metas são similares à proposta do *Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*, em que se pretende ter custos de H₂ similares às projeções de preço do equivalente térmico de GNL no mesmo horizonte de tempo. Como referência, pode ser citado que, sendo o preço em base CIF do GNL US\$ 10/MMBTU, seria desejável o preço de H₂ de US\$ 0,12/Nm³ para se ter o mesmo equivalente térmico e sem levar em consideração as vantagens ambientais (JAPÃO, 2019).

Como parte do objetivo de estabelecer uma oferta comercial de H₂ no Japão de 200.000 ton/ano em 2030, cerca de 83% do orçamento está elegível para projetos que desenvolvam embarcações com tanques da ordem de 40.000 m³ e um terminal de recepção com estoque para 50.000 m³. Outra opção seria ter um equipamento para lidar com a desidrogenação catalítica eficiente e duradoura de metilciclohexano (MCH) em tolueno, a ser usado junto a uma refinaria existente. O orçamento de US\$ 240 milhões destina-se à demonstração de turbinas a gás para uso com hidrogênio (mínimo de 30% da mistura). O montante de US\$ 140 milhões destina-se a melhorias nos processos de liquefação e produção/desidrogenação de MCH. Por fim, US\$ 27 milhões destinam-se ao mapeamento de materiais apropriados para uso com H₂ liquefeito nas fases de produção, transporte, estoque e utilização.

O orçamento de US\$ 640 milhões visa desenvolver tecnologias de menor custo para eletrólise alcalina e eletrólise PEM da água até 2030, além de estabelecer, até 2025, uma plataforma de avaliação de performance de eletrolisadores. Os projetos elegíveis para 10 anos de fomento dentro do orçamento de US\$610 milhões devem focar, nesse caso, no escalonamento e na modularização de eletrolisadores, na pesquisa de materiais que aumentem eficiência ou reduzam custos ou na demonstração da substituição do uso de fósseis por H₂ em processos térmicos industriais. Para o prazo de cinco anos, ficam os US\$ 27 milhões restantes da área destinados a projetos relacionados com testes de variáveis operacionais em *packs* de eletrolisadores da ordem de 500 kW (ALLEN; OVERY, 2021).

Nessa descrição do orçamento inicial do *Green Innovation Fund*, destaca-se a concentração de investimentos na cadeia de liquefação (fundamental para a viabilização do abastecimento) e o compromisso de fomentar a produção específica de H₂ verde. Nesse último aspecto, o sucesso da meta pode se refletir no domínio tecnológico estratégico, visto que os investimentos podem ser destinados a projetos estrangeiros, desde que com participação intelectual garantida ao governo japonês.

3.3 PROGRAMAS VOLTADOS PARA A EXPORTAÇÃO DE H₂

3.3.1 CHILE

O Chile destaca-se como país da América do Sul com elevado potencial para exportação de hidrogênio. A estratégia chilena foca mais fortemente no desenvolvimento da produção de H₂ verde. De 2014 a 2020, a capacidade de geração eólica e solar cresceu cinco vezes, esperando-se uma participação de 70% de renováveis no *grid* elétrico em 2030. Destaca-se o recurso solar no norte do território (35% de fator de capacidade) e geração eólica *onshore* (fator de capacidade da ordem de 60%).

O custo nivelado de renováveis é estimado atualmente entre US\$ 20-35/MWh (2020) e espera-se uma redução para o patamar de 10-20 US\$/MWh em 2050. (CHILE, 2020). Assim, o país apresenta potencial para a exportação de 160 Mt/ano de H₂ verde a um preço competitivo com o diesel, segundo projeções da Bloomberg. (GIZ, 2021).

O Chile planeja o *phase-out* do uso do carvão até 2040, à medida que integra fontes renováveis (ALEMANHA, 2020). O uso do H₂ na mineração, que representa 16% do PIB e mais da metade das exportações do país, é uma demanda a ser contemplada. Um guia sobre a descarbonização desse setor foi publicado recentemente, com aspectos técnicos e de segurança a serem considerados em projetos pilotos. (EPBR, 2021).

A Estratégia Nacional de Hidrogênio Verde do Chile, publicada em 2020, traz a uma projeção de crescimento de mercado em três fases, com uma projeção de crescimento de mercado de 15% a.a. de 2025 a 2050. Nesse período, a capacidade de renováveis dedicadas ao H₂ e o investimento acumulado devem passar de 5 GW e US\$ 8 bilhões em 2025 para 300 GW e US\$ 330 bilhões em 2050, respectivamente.

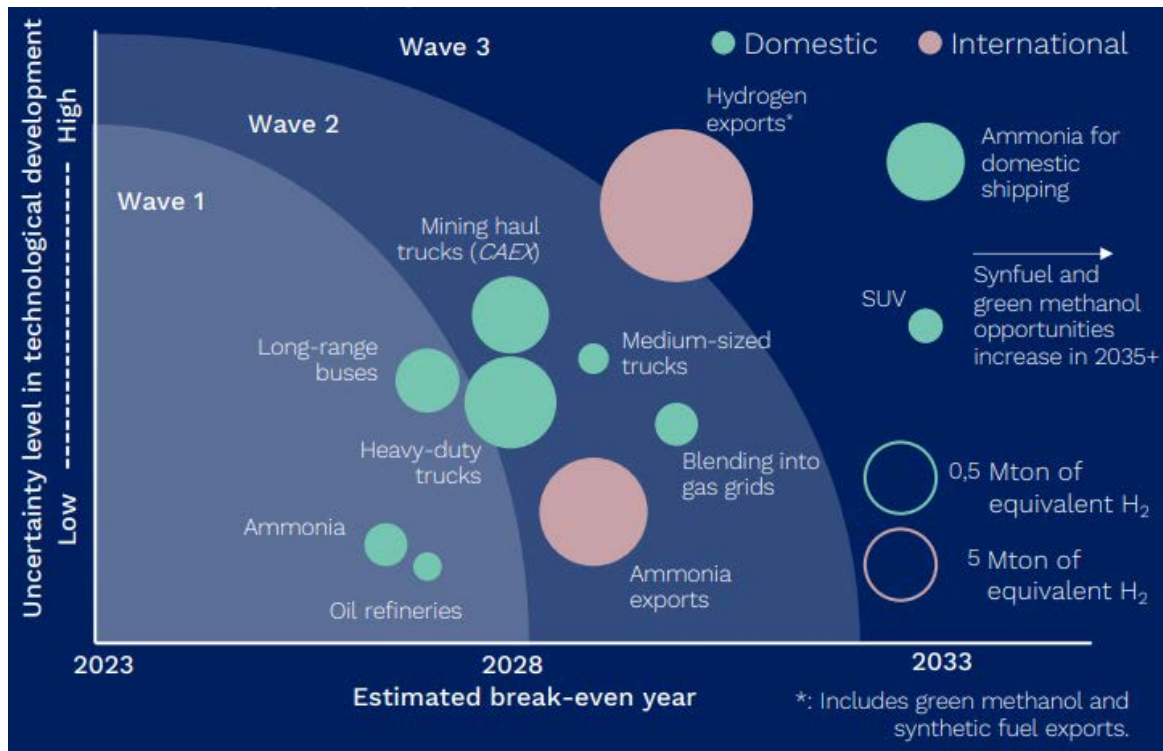
A atividade de exportação possui participação de até 78% em 2050, enquanto a fração restante refere-se a aplicações domésticas. Estima-se que os custos do H₂ atingirão US\$ 1,7-2,6/kg de H₂ em 2025 e US\$ 0,8-1,1/kg de H₂ em 2050, sem considerar os custos entre a produção e o consumidor final (compressão, transporte e distribuição). (CHILE, 2020). A demanda doméstica terá um papel relevante na primeira fase da estratégia, de 2020 a 2025, em preparo para as atividades de exportação. A demanda contempla seis aplicações definidas para a absorção de H₂: refinarias de petróleo, produção de amônia, veículos de mineração, caminhões para transporte pesado, ônibus de longa distância e *blending* de até 20% no *grid* de gás.

De 2025 a 2030, a exportação de H₂ e amônia será desenvolvida por meio de consórcios de investimentos para uma produtividade em larga escala, sob a meta de se instalar 25 GW de eletrolisadores até 2030. Vale destacar que as exportações de amônia verde (mercado da ordem de US\$ 5 bilhões) são direcionadas principalmente para a Europa e a

China, enquanto a exportação de H₂ (US\$ 19 bilhões) tem como alvos principais o Japão, a Coreia do Sul e a Europa.

O país tem a ambição de se posicionar como exportador global até 2050, em sinergia com a evolução do mercado no resto do mundo. Nesse sentido, projeta-se a exportação de metanol, *e-fuels* e combustíveis sintéticos derivados de H₂ verde conforme se reduzirem as incertezas tecnológicas e de mercado. (CHILE, 2020). A Figura 9, elaborada pela MCKinsey & Company, aponta o horizonte de desenvolvimento do mercado interno e de exportação projetado na estratégia do Chile.

FIGURA 9 – Mapeamento de setores e produtos do mercado de H₂ verde na estratégia do Chile



Fonte: Chile (2020).

Em dezembro de 2020, o governo da Alemanha anunciou o financiamento de € 8,23 milhões para o projeto *Power-to-X Haru Oni*, que consiste na produção em escala comercial de *e-fuel* derivado de H₂ verde (geração eólica) e CO₂ capturado do ar. A empresa Siemens Energy será a implementadora da planta, ao passo que a montadora Porsche AG será a consumidora do combustível sintético. O projeto destaca-se como pioneiro, ao se tratar de uma iniciativa no desenvolvimento de um produto complexo de alto valor, e como uma concretização da cooperação bilateral entre Alemanha e Chile dentro do mercado emergente de H₂ (GIZ, 2020).

3.3.2 AUSTRÁLIA

A Austrália se destaca tanto no uso interno de fontes fósseis quanto na exportação dessa classe de recursos energéticos, principalmente carvão e GNL. A geração elétrica na Austrália (que conta com dois sistemas – NEM e WEM) possui uma participação de 77,4% de fontes fósseis em 2020. (AG, 2021). Embora apresente atualmente uma significativa pegada de carbono, a penetração de energia solar e eólica cresceu exponencialmente na última década no país.

A Austrália apresenta uma participação significativa no mercado de GNL e figura como o quarto maior exportador de gás natural (104 bcm) do mundo (NPD, 2021), com potencial de se projetar como uma grande exportadora no mercado de H₂.

Nesse contexto, o país se destaca como nação que estimula o desenvolvimento expressivo de fontes necessárias à produção de H₂ verde. Além disso, conta estrategicamente com seus recursos fósseis para diminuir sua participação nas emissões globais com o desenvolvimento de H₂ azul. Assim, de 2021 a 2030, a Austrália orientou sua estratégia de H₂ para produção H₂ azul e verde. De acordo com o cenário de *net zero*, pretende-se descontinuar o uso de H₂ fóssil sem CCS (hidrogênio preto, marrom e cinza), em algum momento entre 2031 e 2050. Além do foco em exportação, as demandas internas para o uso do hidrogênio na geração elétrica e indústria tem peso entre os objetivos nacionais (WEC, 2020).

Em 2019, o governo australiano publicou sua Estratégia Nacional de Hidrogênio, reforçando o compromisso do país em participar desse mercado. A estratégia contou com uma perspectiva focada no decênio 2020-2030, com ações e expectativas separadas nos dois períodos: desenvolvimento de bases para o mercado (2020-2025) e ativação da escala global (2025-2030). No primeiro período, será necessário desenvolver o mercado por meio de projetos e demonstrações em escala piloto, construir hubs experimentais de menor porte e avaliar as necessidades para a cadeia produtiva e de infraestrutura.

No segundo período, há a expectativa de se desenvolver ações para escalar a oferta para atender à demanda interna e por exportação, com a construção da infraestrutura (linhas elétricas, gasodutos, tanques de estocagem, estações de abastecimento, portos, vias terrestres, ...) necessária à maior escala, de trabalhar na solidez da cadeia de abastecimento e de dar competitividade ao mercado interno. (COAG, 2019).

A Figura 10 aponta os indicadores a serem acompanhados na estratégia da Austrália, que indicarão o sucesso de penetração do mercado de H₂. Os investimentos, os estímulos e as medidas regulatórias serão construídos conforme a realidade encontrada no futuro, nos diferentes setores. Os fatores a seguir são destacados como promotores ou obstáculos: viabilidade técnica-econômica de produção de H₂; compatibilidade com infraestrutura

existente; capacidade técnico-econômica dos setores de substituir o H₂ de origem fóssil; e competitividade de outras fontes de energia de baixa pegada de carbono (COAG, 2019).

FIGURA 10 – Indicadores de acompanhamento do sucesso de desenvolvimento do mercado de H₂ na estratégia australiana

	2025	2030
Investimento	Agentes corporativos lideram, frente à atuação governamental	Compreensão de riscos de investimento e subsídio governamental dispensável
Escala de projetos	Projetos de H ₂ sendo desenvolvidos na escala de 100-300 MW	Projetos de H ₂ sendo desenvolvidos na escala de 500-1000 MW
Competitividade de custos	Redução acentuada de custos de produção e logística	Competitividade do H ₂ em relação a outras fontes
Exportação	Existência de acordos de exportação, derivados dos investimentos em infraestrutura e logística	Consolidação da Austrália como supridora global de H ₂
Indústria química	Penetração de H ₂ limpo como matéria-prima no setor, junto ao H ₂ derivado de fontes tradicionais	Adaptação das plantas do setor voltada ao uso de H ₂ limpo
Fabricação de aço	Desenvolvimento da viabilidade técnica e econômica (em fase de P&D)	O setor absorve com sucesso o uso de H ₂ limpo e novas instalações visam a esta matéria-prima
Sistemas de gás natural	Consenso das cidades em oportunidades de mistura de H ₂ à rede de gás natural	Aumento da escala da mistura de H ₂ à rede de gás natural
Utilidade térmica para indústria	Aceitação de H ₂ pelo setor, em vez de outras fontes de baixa emissão	Consolidação técnica e econômica de H ₂ para fins térmicos
Geração elétrica	Uso de combustíveis derivados de H ₂ para compor a geração	Uso de combustíveis derivados de H ₂ para compor a geração
Suporte ao sistema elétrico	Realização de testes no uso de eletrolisadores ligados à rede para fins de segurança elétrica e serviços ancilares	Sucesso na implementação dos eletrolisadores e testes no uso do H ₂ para armazenamento de energia
Sistemas isolados e mineração	Testes com energias renováveis para substituição do diesel	Escolha regular do H ₂ para o atendimento de sistemas isolados
Setor de transporte	Progresso no P&D, demonstração em veículos pesados e implantação de infraestrutura de abastecimento regular para veículos leves em grandes cidades	Vendas de veículos pesados movidos a H ₂ e expansão da infraestrutura de abastecimento para a frota de veículos leves

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do *Australian's National Hydrogen Strategy* (COAG, 2019).

Os investimentos governamentais em projetos de hidrogênio, de 2015 a 2019, totalizaram em torno de US\$ 112,8 milhões, nas atividades de P&D (46,5%), escalas-piloto (46,9%), estudos de viabilidade (3,3%) e demonstrações (3,4%). (COAG, 2019).

Os governos dos diferentes territórios da Austrália promovem políticas próprias alinhadas com os interesses nacionais, conforme listado na Figura 11.

FIGURA 11 – Mapeamento dos projetos de hidrogênio e políticas regionais



Estados/ Territórios	Projetos/Programas/Posição Estratégica
Victoria	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Victorian Hydrogen Investment Program</i> (2018), <i>Victorian Green Hydrogen Discussion paper</i> (2019) e <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-</i> • <i>Hydrogen Industry Development Fund (A\$ 15</i> • Cooperação com <i>Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC)</i> e com Centro de Pesquisa para Ciência e Tecnologia Avançada da • Testes de veículos com células a combustível
Western Australia	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Western Australian Renewable Hydrogen</i> • <i>Renewable Hydrogen Fund</i>
South Australia	<ul style="list-style-type: none"> • <i>South Australia's Hydrogen Action Plan</i> (2019)
Tasmania	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Tasmania Renewable Hydrogen Action Plan</i> (2020), inclui rodada de financiamento de A\$ 50 milhões
ACT	<ul style="list-style-type: none"> • <i>ACT Climate Change Strategy 2019-2015</i> (atingiu 100% geração elétrica por fontes renováveis) • <i>Canberra Institute of Technology</i>, primeiro campo de testes para transportar 100% de H₂ por gasodutos (meta: atingir net-zero na rede de gás)
Northern Territory	<ul style="list-style-type: none"> • Ponto de integração do território australiano e exportador chave para Ásia • Potencial mapa solar para produção de H₂ verde (eletrólise + dessalinização) e derivados (NH₃)

Nota: Pontos azuis, laranjas e verdes referem-se a projetos de H₂ em estágios de desenvolvimento, sob construção e sob operação, respectivamente. Pontos roxos referem-se a centros de pesquisa de H₂.

Fonte: Elaboração a partir de dados de AusH2, COAG (2019), ACT (2021), K&L Gates (2020).

Independentemente da região, esforços podem ser verificados para P&D e construção de infraestrutura para exportação de H₂ verde. As regiões menos populosas, mas abundantes em recurso solar e eólico (*Western Australia* e *Northern Territory*) promovem políticas para desenvolver o uso do H₂ em locais remotos. Pontos com uso regular de uma rede de gás (*Victoria* e *ACT*) avaliam a forma de adequação da rede ao uso de hidrogênio.

O território de *Queensland* visa à exportação, apresentando parcerias com instituições do Japão, mas com espaço para descarbonizar a demanda industrial interna com o H₂ verde. Por fim, as políticas e os objetivos citados são comuns em vários estados, contudo com grau variável de esforços para cada meta, conforme suas respectivas aptidões geográficas. Assim, o sucesso do mercado de hidrogênio na Austrália pode propiciar a geração de 7.600 empregos, US\$ 11 bilhões de PIB, com uma capacidade de produção de 6 Mt de H₂ até 2050. (COAG, 2019).

No âmbito regulatório, o governo prevê que grandes esforços deverão ser implementados. Em uma revisão das jurisdições na Austrália, há 730 peças de legislação e 119 padronizações que potencialmente afetam a indústria e logística do H₂ (COAG, 2019). O aspecto fiscal também precisa de definições, visto que o H₂ possui utilidade como matéria-prima ou como insumo energético, sendo necessária uma revisão tributária sobre as atividades ou serviços associados.

As questões de segurança técnico-operacional e a definição de padronizações serão estudadas pela *Standards Australia*, que criou o comitê técnico para desenvolver esse processo em sincronia com padrões internacionais. A cooperação com entidades regulatórias de outros países será crucial para a interseção de regras no mercado global. As principais parcerias internacionais envolvem a cooperação com o Japão e a Coreia do Sul. Tratando-se da fonte supridora, a Austrália apresenta-se como um elo importante na certificação internacional de hidrogênio, de modo a tê-lo padronizado nas compatibilidades técnicas e relações comerciais dos participantes. Novas legislações ainda são passíveis de ocorrer para apoiar o desenvolvimento da indústria.

3.4 OUTROS PROGRAMAS DE DESTAQUE

3.4.1 CHINA

A República Popular da China é a maior consumidora autossuficiente de hidrogênio no mundo, sendo responsável por mais de 25% da demanda mundial em 2017. (KPMG, 2021). Dessa maneira, o país já conta com um mercado interno representativo, embora à base de fontes fósseis. Para 2030, projeta-se uma demanda de H₂ em torno de 35 milhões de toneladas. (NIKKEI ASIA, 2021). A introdução de renováveis é importante para que a China atinja metas de redução de 20% de emissões até 2030 e a neutralidade em carbono em 2060. (GIZ, 2021).

O setor de transporte vem sendo a área de maior demanda, mas novas políticas desde 2020 vêm buscando usos do H₂ para atividades de estocagem de energia, *Power-to-X* e conversão em produtos químicos. (ENERGY ICEBERG, 2020). O mercado de *Fuel Cell Electric Vehicles* (FCEVs) se desenvolveu por meio de programas como “*Made in China 2025*” (2015) e “*Hydrogen Fuel Cell vehicle Technology Roadmap*” (2016), e ainda ganhará investimentos significativos por parte do governo. (GIZ, 2021).

Em 2021, circulavam 50 carros, 2.800 ônibus e 1.200 caminhões movidos a pilha combustível de hidrogênio no país. (GIZ, 2021). As previsões são para 2025, de 50.000 FCEV (20% pesados e 80% leves) e 300 estações de abastecimento e, para 2030, em torno de 1 milhão de veículos e mais de 1.000 estações de abastecimento. (NOW-GMBH, 2021).

A disponibilidade de H₂ produzido a partir de fontes fósseis (95%) contribuiu para o desenvolvimento da demanda, dada a sua competitividade econômica. Nesse sentido, o custo adicional para integração de H₂ verde à oferta representa um obstáculo importante. Ainda assim, a China se destaca pelo crescimento elevado da participação de renováveis. Em 2020, a capacidade instalada no país de energia solar e eólica foi de 535 GW. Em 2020, o consumo de energia elétrica dessas fontes foi de 9,7%, com metas de aumentar para 11% em 2021. (REUTERS, 2021).

Diante da heterogeneidade do *grid* e das longas distâncias entre produtor e consumidor de energia, a China pretende desenvolver infraestrutura e estocagem de hidrogênio de modo a aumentar a eficiência energética e reduzir a pegada de carbono. Cerca de 5.000 estações de reabastecimento serão construídas entre 2030 e 2035. Uma das metas, por exemplo, está no direcionamento da geração eólica *offshore* para produção de H₂, a ser transportado em terra, em vez de se expandir o *grid*. (WEC, 2020), ou seja, o governo não pretende uniformizar o *grid* no território, mas sim criar *clusters* de produção de H₂ verde para serem transportados diretamente aos pontos de consumo. (GIZ, 2021).

Até 2030, planeja-se uma infraestrutura de gasodutos de 3.000 km a ser estabelecida até 2050. Atualmente, o hidrogênio é transportado por caminhões para o mercado. Portanto há potencial para redução de custos de transporte com o uso de gasodutos. Desde 2019, 30 projetos de H₂ verde estão em desenvolvimento. Entre esses projetos, destaca-se o investimento de US\$ 3,48 bilhões da estatal *Beijing Jingneng Power* (geradora termelétrica à carvão) em uma planta a ser instalada em Ordos, usando-se geração solar e eólica como fonte de eletricidade. (NIKKEI ASIA, 2021).

Pelo lado regulatório e de políticas nacionais, a lei de energia da China incluiu “*Hydrogen Energy*” no Artigo 115, que facilita o transporte de hidrogênio, frente à sua definição anterior como material perigoso. O hidrogênio foi incluído entre as seis indústrias do futuro no 14th *Five-Year Plan* (2021-2025). O grupo industrial suportado pelo governo chinês, *The China Hydrogen Alliance*, projeta que o setor atinja um faturamento de US\$ 152,6 bilhões até 2025.

Vale ainda mencionar um programa de incentivos fiscais do governo central, com duração de quatro anos, por meio do qual é disponibilizado um bônus fiscal de até US\$ 11 bilhões para os governos locais que atingirem objetivos específicos referentes a tecnologias de H₂ e à sua cadeia industrial. (NIKKEI ASIA, 2021). A Figura 12 aponta políticas específicas em destaque de seis províncias, do total de 15 que anunciaram engajamento com o suporte à economia do hidrogênio. (ENERGY ICEBERG, 2020).

FIGURA 12 – Políticas adotadas pelas províncias da China sob estímulo do governo central

Províncias	Políticas e projetos
Shandong	<p>Província leste estabeleceu planos de médio a longo prazo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meta de instalação de 5 GW para produção de H₂ verde por geração eólica offshore. • 2022: 30 estações de abastecimento • 2025: 100 estações de abastecimento e 10.000 veículos • 2030: 200 estações de abastecimento e 50.000 veículos
Guandong	<p>Província representativa como centro econômico e hub industrial</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2025: 90 estações de abastecimento, com planta desidrogenação de propano como fonte de H₂
Hebei	<p>Província com potencial para Power-to-X por geração eólica</p> <ul style="list-style-type: none"> • A cidade de Zhangjiakou é um hub de energia eólica, alimenta Pequim e possui capacidade excedente • Produção de H₂ verde por geração eólica (43 projetos aprovados)
Henan	<p>Província aderiu ao incentivo de Pequim, como palco de demonstrações de células a combustível</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2023: 5 cidades com estrutura para demonstração de FCEV, 60 linhas de ônibus a célula a combustível, 3.000 FCEV, 50 estações de abastecimento • 2025: 5.000 FCEV, 80 estações de abastecimento
Ningxia	<p>Província crítica no uso de carvão para produtos químicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Escopo de integrar geração solar, H₂ verde, e derivados químicos de carvão • Projeto de produtos químicos derivados de H₂ verde em andamento • 2025: 1-2 estações de abastecimento e 1-2 linhas de ônibus a célula a combustível
Tianjin	<p>Cidade-província com metas de curto prazo</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2022: 2 estações de geração CHP a célula a combustível, 10 estações de abastecimento, 3 plantas de demonstração de FCEV, 3 linhas de ônibus a célula a combustível

Fonte: Elaboração própria a partir de Google Maps e dados de ENERGY ICEBERG (2020).

3.4.2 ESTADOS UNIDOS

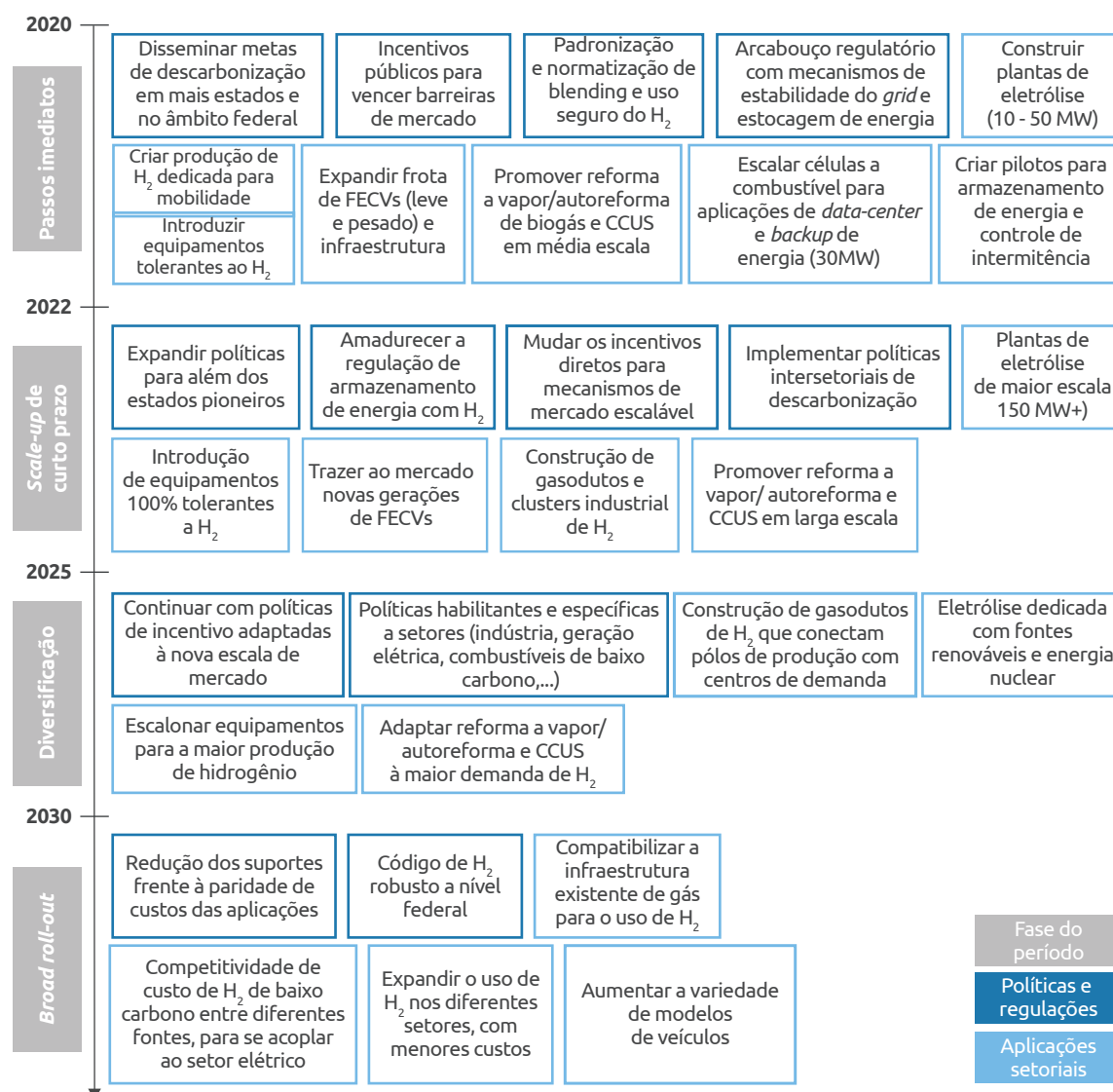
Desde a década de 1970, o *Department of Energy* (DOE) dos EUA conduzem pesquisas e inovações envolvendo tecnologias de H₂, tendo obtido uma grande quantidade de patentes. O DOE mantém o programa *Hydrogen Program Mission* com investimentos da ordem de US\$ 217 milhões anualmente, entre 2004 e 2020. (DOE, 2021).

O documento *Roadmap to a US Hydrogen Economy* foi desenvolvido em colaboração com 20 empresas e organizações, e coordenado pela *Fuel Cell & Hydrogen Energy Association*. Esse documento propõe uma estratégia para o setor de H₂ e esta é dividida em quatro períodos com propostas de políticas de suporte e aplicações na ponta da oferta e da

demanda (Figura 13). A ideia é investir em P&D e demonstrações em escala-piloto como gatilho de curto prazo, de modo a se ter o escalonamento e a diversificação das aplicações nos próximos dez anos. A estratégia dá ênfase a um crescimento do mercado de FCEVs (veículos pesados e leves), ao passo que explora outros usos do hidrogênio, como o transporte por gasodutos e as aplicações de geração de pequena escala.

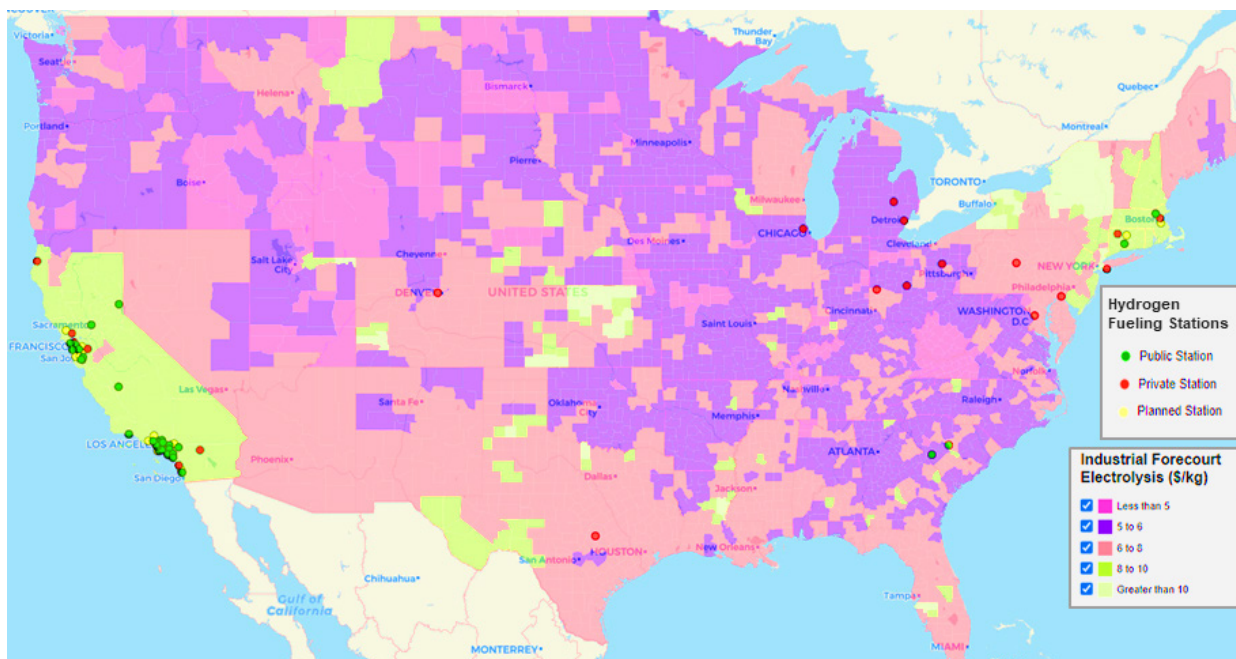
A oferta interna de H₂ renovável possui perspectivas de se desenvolver por eletrólise da água ou acoplamento de sistemas de reforma a vapor (inclusive sobre biogás) à tecnologia CCS. Com isso, espera-se uma melhoria progressiva da competitividade do H₂ verde e azul. Dessa forma, a partir de 2030, as políticas de estímulos reduzir-se-iam frente à consolidação do mercado, ao aumento da escala dos projetos e ao surgimento de um consenso regulatório de nível federal a ser seguido pelos estados. (FCHA, 2020).

FIGURA 13 – Roadmap de desenvolvimento do mercado de H₂ nos EUA



Um panorama das potencialidades do mercado de H₂ nos EUA pode ser conferido na plataforma HyDRA, desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). A ferramenta permite mapear diversas informações, tais como custos potenciais da produção de H₂ por eletrólise ou reforma a vapor, potencial de produção via energia solar, eólica e por biomassa e mapeamento de estações de abastecimento de hidrogênio (existentes ou planejadas).

FIGURA 14 – Mapeamento de estações de abastecimento de hidrogênio e seu custo de produção por eletrólise sob premissas de âmbito industrial



Fonte: NREL (2021).

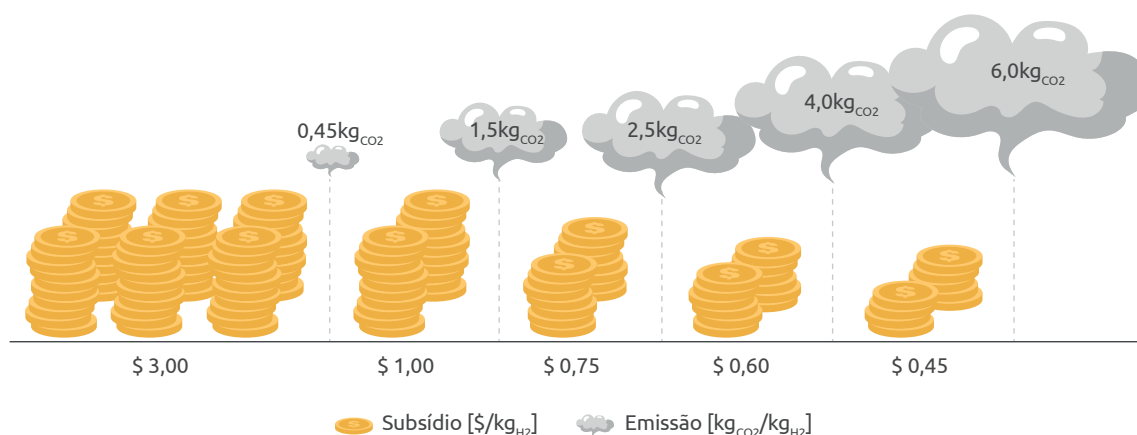
Observando-se a Figura 14, o custo potencial de H₂ verde situa-se entre US\$ 5 e 8/kg em grande parte do território americano. A costa oeste, que possui políticas de adoção de fontes renováveis mais fortes que no resto do país, tem esse custo em patamar mais elevado, de US\$ 8 a 10/kg.

A Figura 14 também destaca que grande parte das estações de hidrogênio existentes se concentra no estado da Califórnia, nas grandes cidades de Los Angeles e San Francisco, o que é um reflexo das políticas do estado para descarbonizar o setor de transporte, com veículos com célula a combustível. A meta de redução de emissões desse estado, em relação a 1990, está em 40% até 2030 e em 80% até 2050.

Em novembro de 2021, foi anunciado, no contexto da *Build Better Bill*, um crédito federal de até US\$3/kg de H₂ limpo (fator de emissão menor que 0,45 kg CO₂/kg H₂). Tais créditos são oferecidos para projetos que entrarem em construção antes de 2029 ou operarem a partir de 2027. Essa medida serviria justamente para tornar o H₂ renovável competitivo frente ao H₂ cinza, que tem custo de US\$1 a 2/kg H₂.

O fornecimento de crédito para H₂ azul (ou outras cores) depende da eficiência tecnológica na mitigação das emissões e da metodologia de apuração de pegada de carbono do H₂ a ser adotada pelo plano de créditos. (RECHARGE, 2021b). Conforme ilustrado na Figura 15, o crédito depende do nível de redução das emissões das diferentes opções de geração de H₂.

FIGURA 15 – Proposta de créditos do governo americano para estimular a produção de H₂ renovável



Fonte: Elaboração própria a partir de RECHARGE (2021b).

Conforme legislação aprovada no estado (entrando em vigor em 2024), as montadoras de caminhão deverão atender a uma cota mínima de 5% para veículos sem emissões, havendo classes em que a cota pode atingir 75% em 2035. A *California Fuel Cell Partnership*, uma associação fundada em 1999, estabeleceu a meta de instalar 1.000 estações de abastecimento de hidrogênio e 1 milhão de FCEVs até 2030. (GIZ, 2020).

Outras metas referentes a uma maior penetração de FCEVs e menor dependência em fontes fósseis foram estabelecidas pela *California Energy Commission*, além de se atingir um suprimento de eletricidade 100% renovável até 2045. Pesquisas adicionais do H₂ foram conduzidas em paralelo, buscando-se entender outras aplicações do produto como um vetor energético, em vez de somente um combustível para a mobilidade. Organizações visam também expandir os usos por projetos *Power-to-Gas*, misturas com gás natural e aplicações CHP envolvendo células a combustível. (WEC, 2020).

3.4.3 ORIENTE MÉDIO

O Oriente Médio está apostando no hidrogênio como *commodity* para formar a base das novas relações bilaterais de comércio de energia e manter sua posição como principal fornecedor de energia para o mundo. Assim, o *Oxford Institute for Energy* destaca países com maior potencial, como a Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos, que possuem simultaneamente amplas reservas de recursos fósseis e baixos custos competitivos (inferior

a US\$ 0,03/kWh) de geração de eletricidade renovável. (IRENA, 2020b; THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES, 2021).

Com recursos solares abundantes e fácil acesso à água, o hidrogênio e a amônia verde são alternativas atrativas para diversificação das exportações e para redução da dependência dos fósseis em alguns países. (PV MAGAZINE, 2021). Espera-se que o custo de produção seja menor do que na Europa, competindo assim com os preços do hidrogênio cinza. Líderes do mercado do hidrogênio, como Japão e Europa, veem um grande potencial na região para expandir a colaboração internacional por meio de acordos bilaterais, transferência de tecnologia, capacitação, bem como de um novo mercado para combustíveis verdes. (WEC, 2020).

Os principais *players* do setor de O&G, como Saudi Aramco e ADNOC, já possuem a infraestrutura, a experiência e o capital para investir e implantar tecnologias de descarbonização, em particular a partir das fontes fósseis. Muitos países do *Gulf Cooperation Council* (GCC) já usam grandes quantidades de hidrogênio cinza, a base de gás natural, representando cerca de 7% do total mundial (8,4 Mt/ano). Em consequência, o hidrogênio azul produzido a partir do gás natural com CCUS está na mira de muitos países, para substituir o H₂ cinza consumido nas refinarias, nas plantas siderúrgicas e nas instalações petroquímicas da região.

Iniciativas globais com foco em desenvolvimento de mercado regionais – como *Desertec Industrial Initiative* (DII), *Desert Energy* e *Desertec 3.0*, que buscam alcançar cadeias de valor de energia livre de emissão para armazenamento, transporte, geração de energia e conversão em combustíveis verdes – foram expandidas na MENA *Hydrogen Alliance* (WEHINGER; RAAD, 2020). Essa aliança busca reunir atores do setor público e privado e acadêmicos, estrategicamente, para acelerar a implantação de projetos de hidrogênio verde e aprofundar as cadeias produtivas locais. (DII DESERT ENERGY, 2021).

Os Emirados Árabes Unidos estão investindo em projetos de hidrogênio verde e azul como elementos para que 44% da energia do país sejam provenientes de fontes de energia limpa até 2050. O maior parque solar monolocal do mundo (Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum) está localizado em Dubai e terá uma capacidade instalada prevista de 5.000 MW até 2030 (AETOSWIRE, 2020). O país foi o primeiro da região a tentar estabelecer uma legislação para a mobilidade e aposta no desenvolvimento da economia do hidrogênio para exportação.

A Autoridade de Eletricidade e Água de Dubai está comprometida em desenvolver um projeto chamado *Green Hydrogen*, em colaboração com a Siemens, visando testar e mostrar uma planta integrada para produzir hidrogênio verde – valendo-se de um parque com 1,53 GW de capacidade instalada de energia solar –, armazená-lo e entregá-lo para reeletrificação, transporte ou outras indústrias. Além disso, a estatal *Abu Dhabi National Oil Co.*

(ADNOC), maior produtora de energia dos Emirados Árabes Unidos, tem a capacidade de capturar 800.000 t/ano de CO₂ da Emirates Steel. Em paralelo, a ADNOC quer expandir sua capacidade de captura em pelo menos cinco vezes até 2030. (S&P GLOBAL, 2020).

Em 2019, o governo saudita publicou o documento Vision 2030, no qual estabeleceu-se a meta de 27,3 GW de capacidade instalada de geração a partir de energias renováveis em 2023 e 57,8 GW em 2030. Até o momento, não pôde ser verificada a existência de uma estratégia nacional para o hidrogênio (GIZ, 2021). No entanto, em julho de 2020, a Air Products, a Saudi ACWA e a zona econômica transnacional planejada Neom (na fronteira entre a Arábia Saudita, a Jordânia e o Egito) assinaram um acordo de *joint venture* de US\$ 5 bilhões para produzir 650 t H₂ verde/dia e instalar uma planta de amônia verde, visando à exportação, considerada a maior do mundo, alimentada por mais de 4 GW de energia solar e eólica (NOUSSAN *et al.*, 2021).

O projeto Neom revela a importância de parcerias P&D entre países, ao envolver tecnologia alemã de eletrolisadores da Thyssenkrupp Technology e a conversão de hidrogênio em amônia por tecnologia dinamarquesa da Haldor Topsoe. A produção está prevista para iniciar em 2025. A partir do desenvolvimento da base tecnológica e de mão de obra qualificada, almeja-se promover a diversificação da economia saudita no médio e longo prazos (GIZ, 2021). De fato, a Arábia Saudita embarcou, em setembro 2020, no porto de Al-Jubail, 40 toneladas de amônia azul com destinação ao Japão (AMMONIA ENERGY ASSOCIATION, 2020).

Omã anunciou a construção de uma usina de hidrogênio verde no porto de Duqm, com uma capacidade eletrolisadora de 250–500 MW na primeira fase, com foco principal na amônia verde e em produtos destinados à exportação. Uma estratégia de hidrogênio está sendo planejada. Mais recentemente, a EJAAD – principal centro de colaboração e comunicação para pesquisa e inovação – lançou licitação para um estudo de viabilidade sobre o potencial do hidrogênio para a economia de Omã. (GESEL, 2021).

3.4.4 NORTE DA ÁFRICA

Estima-se que os custos de produção do hidrogênio verde por energia solar no norte da África sejam 40% menores do que na Europa. Existe um grande potencial para uma maior cooperação entre a Europa e a África nas próximas décadas, e as duas regiões podem tornar-se mais interdependentes. O *European Green Deal* já prevê a cooperação com países vizinhos, o que tem potencial para beneficiar países do norte da África (AFRICAN BUSINESS, 2021). Países produtores de gás do norte da África que já possuem gasodutos conectados à Europa (Argélia, Líbia e Tunísia) são fortes candidatos a se beneficiarem da economia do H₂, uma vez que têm a possibilidade de utilizar a infraestrutura existente para exportação de H₂ no futuro. (VAN WIJK, 2019).

Outro país que poderá se beneficiar é o Egito, já que possui grande potencial para produção de hidrogênio verde em grande escala, além do hidrogênio azul devido à abundância de gás natural. Ressalte-se ainda que o país possui um mercado preexistente de 1,8 t H₂ cinza por ano. O Egito assinou, em agosto 2021, um acordo com o grupo alemão Siemens, para o desenvolvimento da produção de hidrogênio verde visando à exportação. (SIEMENS, 2021).

O Marrocos não possui reserva de recursos fósseis, mas investe na energia solar (fotovoltaica e concentrada) e eólica para desenvolver hidrogênio visando tanto ao mercado interno (1/3) quanto à exportação (2/3), buscando reduzir a dependência de importação de energia. Essa redução de dependência ganhou força em 2019, quando o país mostrou como exportar líquido de eletricidade para a Europa. (IRENA, 2020).

Até 2030, o Marrocos pretende ter instalado 11 GW de energia renovável. O país pretende usar a sua matriz energética contendo energias renováveis para sua competitividade industrial, além de investimentos na infraestrutura de abastecimento de hidrogênio para promover a renovação da frota de veículos atual. A empresa Masen já possui um projeto para produção de 100 MW de hidrogênio verde em 2022. (ENERGY & UTILITIES, 2021).

Com a sua proximidade com a Europa, o Marrocos pode se tornar um ator importante do fornecimento de hidrogênio verde em direção à Europa, como aponta a parceria já existente com a Alemanha. 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. (NOUSSAN *et al.*, 2021).

O sucesso da transição energética do Marrocos, ou outros países no norte da África, é importante para que a UE tenha uma importação de fontes energéticas de baixa pegada de carbono, a um custo favorecido pela distância geográfica, em adequação com as políticas desenvolvidas dentro da União Europeia para cálculo dos ETS. Do ponto de vista de demanda interna, Marrocos teria potencial para descarbonizar sua atividade de mineração e produção de fertilizantes. A título de exemplo, com 3 GW de energia renovável, o país conseguiria produzir 1 Mt de amônia verde, que consiste na quantidade importada atualmente. (IRENA, 2020).

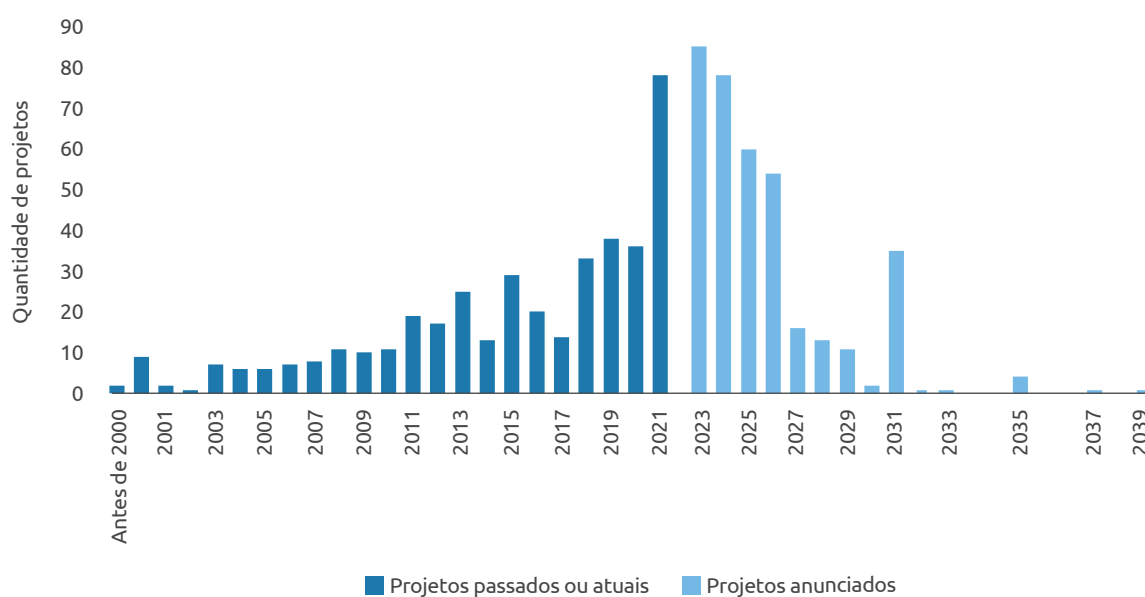
3.5 MAPEAMENTO DOS PRINCIPAIS PROJETOS MUNDIAIS

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2021b) desenvolveu uma base de dados que abrange todos os projetos comissionados, em planejamento ou em construção no mundo desde 2000. O escopo desse levantamento inclui projetos cujo objetivo é reduzir as emissões associadas à produção de hidrogênio para aplicações existentes ou usar o hidrogênio como portador de energia ou matéria-prima industrial em novas aplicações com potencial para ser uma tecnologia de baixo carbono.

Além da localização e de dados sobre a potência elétrica das plantas ou de produção anual de hidrogênio, os projetos são categorizados por tecnologia de produção (eletrólise; combustíveis fósseis com CCUS; e outras tecnologias), combustível produzido à base de hidrogênio (hidrogênio; metanol; amônia; metano; e combustíveis sintéticos) e uso do combustível produzido. Com base na revisão publicada em 4 de outubro 2021, é possível apontar as principais conclusões descritas a seguir.

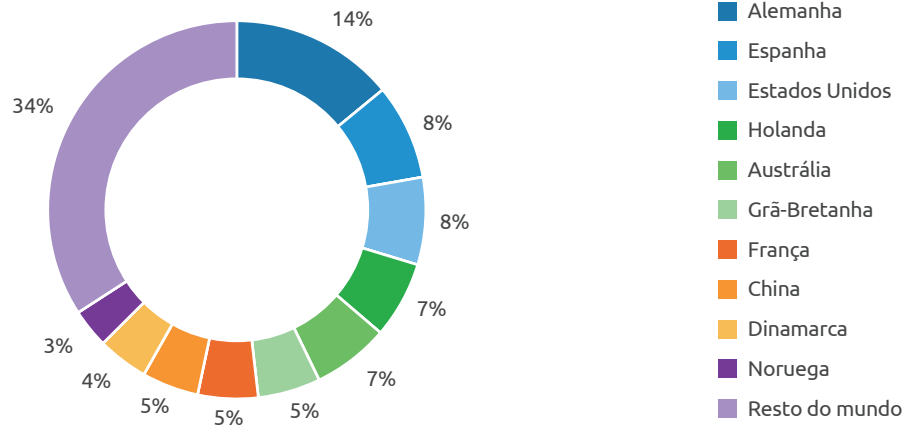
Das 990 iniciativas, observa-se uma aceleração da quantidade de projetos no ano de 2021, com o início de 78 projetos, mais que o dobro dos projetos anunciados em média no período 2018-2020. Essa aceleração se confirmou nos anúncios de projetos para 2022 e 2023, como ilustrado no Gráfico 1.

GRÁFICO 1 – Distribuição dos projetos entre os 10 países mais implicados na temática do hidrogênio



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

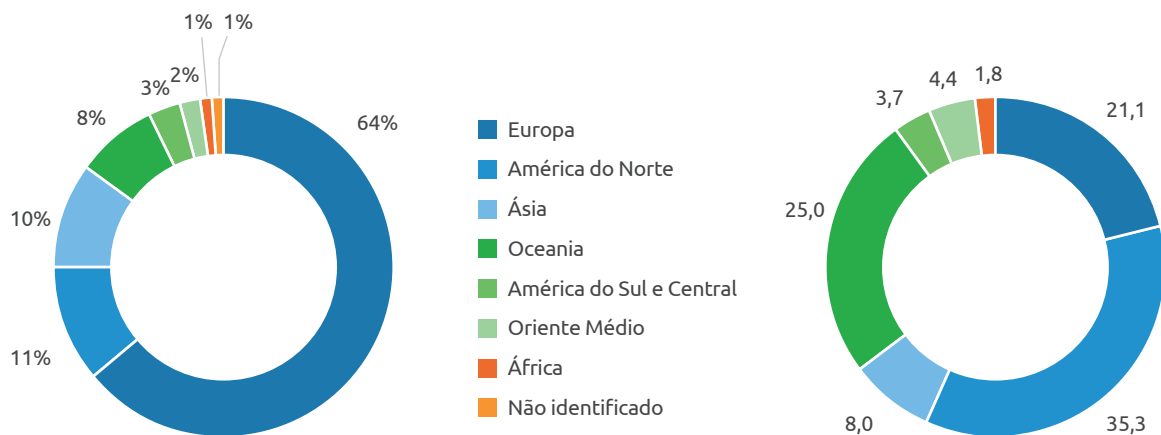
O levantamento aponta uma lista de 67 países com pelo menos um projeto na temática do hidrogênio. Os 10 primeiros países representam 2/3 do total e são (por ordem decrescente do total de projetos): Alemanha (139), Espanha (81), Estados Unidos (74), Holanda e Austrália (65 cada), Grã-Bretanha (53), França (51), China (48), Dinamarca (43) e Noruega (33), como mostrado no Gráfico 2. Nessa lista, encontram-se sete países europeus e os líderes das regiões da América do Norte, da Oceania e da Ásia.

GRÁFICO 2 – Distribuição dos projetos entre os 10 países mais implicados na temática do H₂

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

O líder da América do Sul e Central é o Chile (16 projetos); do Oriente Médio, os Emirados Árabes Unidos (8 projetos); e da África, Egito e Marrocos (3 projetos). Esses países encontram-se respectivamente em 15^a, 25^a e 39^a posição, respectivamente. O Brasil encontra-se em 29^a posição, com quatro projetos identificados.

O continente europeu (com 633 projetos) destaca-se, sendo a origem de quase 2/3 dos projetos mundiais, na frente da América do Norte (106) e da Ásia (104). A Oceania apresenta um número robusto de projetos (75), em especial pelo papel da Austrália; a América do Sul e Central (33), o Oriente Médio (22) e, por fim, a África (9), aparecem em seguida, como mostrado no Gráfico 3 (esquerda).

GRÁFICO 3 – Distribuição dos projetos (esquerda) e densidade de projetos (direita) por continente

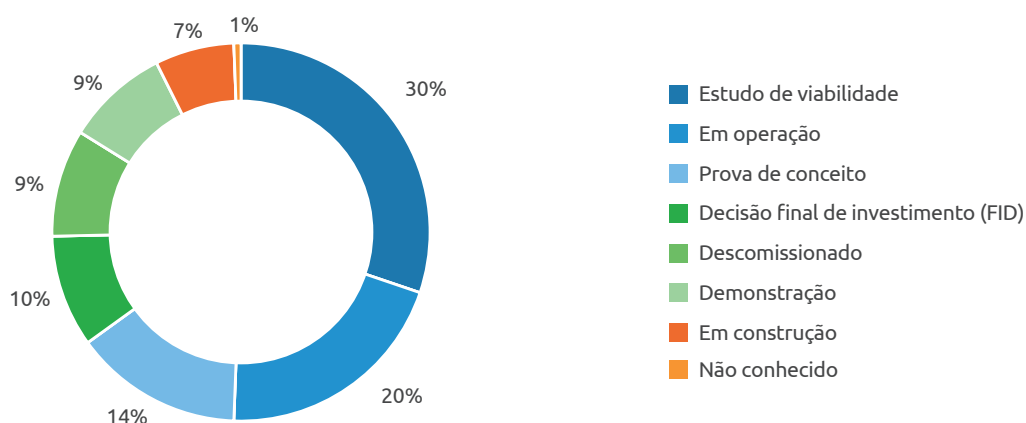
Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

A América do Norte, liderada pelos Estados Unidos, e com a 11^a posição do Canadá, mostra a maior densidade de projetos (quantidade de projetos dividida pela quantidade de países

envolvidos), seguida da Oceania (com a Austrália) e da Europa (em conformidade com o papel de destaque do continente), como mostrada no Gráfico 3 (direita).

Entre os projetos listados, observa-se que 44% do total representam estudos de viabilidade ou provas de conceito, 17% estão em fase de construção ou de decisão final de investimento, 29% são projetos em demonstração ou em operação e 9% já descomissionados, como mostrado no Gráfico 4. A predominância de estudos mais fundamentais mostra a necessidade de amadurecimento das tecnologias do hidrogênio.

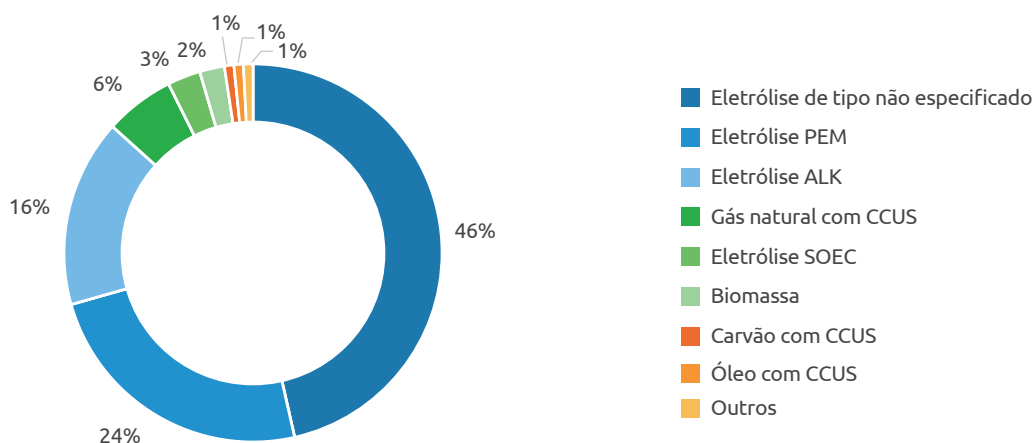
GRÁFICO 4 – Distribuição em termos de tipo de projeto



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

Entre as tecnologias, os projetos estão focando, em grande maioria, em eletrólise (89%), seguida de projetos tratando o gás natural com CCUS (6%). O restante dos projetos trata de gaseificação de biomassa (2%) e da reforma de carvão e óleo com CCUS (1% cada). Assim, observa-se, no Gráfico 5, a predominância do hidrogênio verde nos projetos identificados pela IEA.

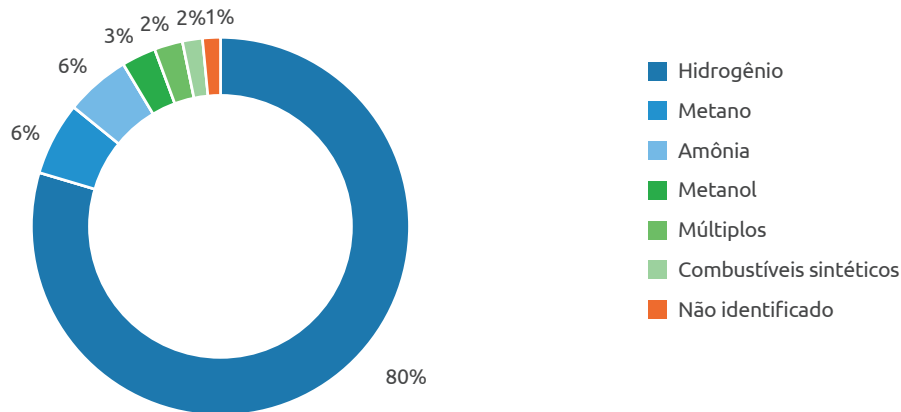
GRÁFICO 5 – Distribuição em termos de tipo de tecnologia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

O Gráfico 6 mostra que a produção de hidrogênio constitui o objetivo final de 80% dos projetos. A geração de metano com baixa pegada de carbono e a geração de amônia, no visor de políticas públicas de diversos países, representam 6% dos projetos cada um.

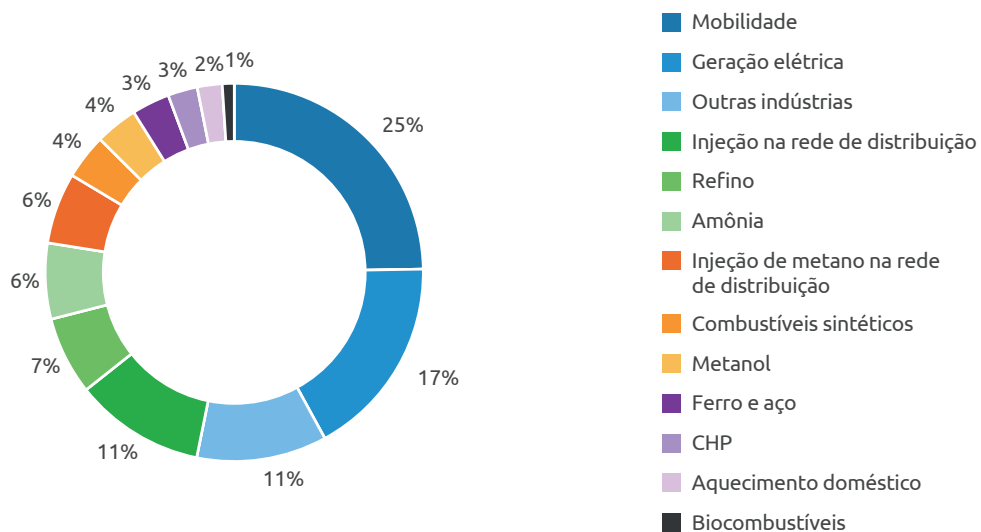
GRÁFICO 6 – Distribuição em termos de produto



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

Por fim, a listagem dos usos finais mostrada no Gráfico 7 aponta uma preocupação preferencial com as aplicações de mobilidade (25%), geração elétrica (17%), indústrias com exceção do refino e do setor da amônia (11%), injeção na rede de distribuição (11%), refino (7%) e amônia (6%). Essa distribuição reflete as prioridades descritas em políticas públicas de vários países e os mercados já existentes do hidrogênio.

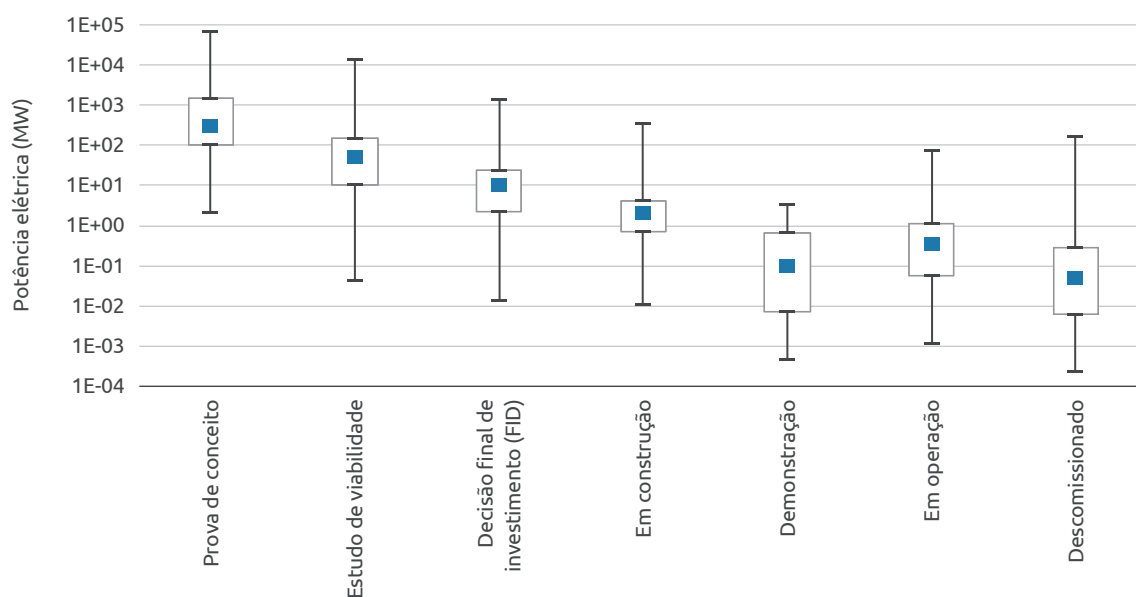
GRÁFICO 7 – Distribuição em termos de tipo de uso final



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

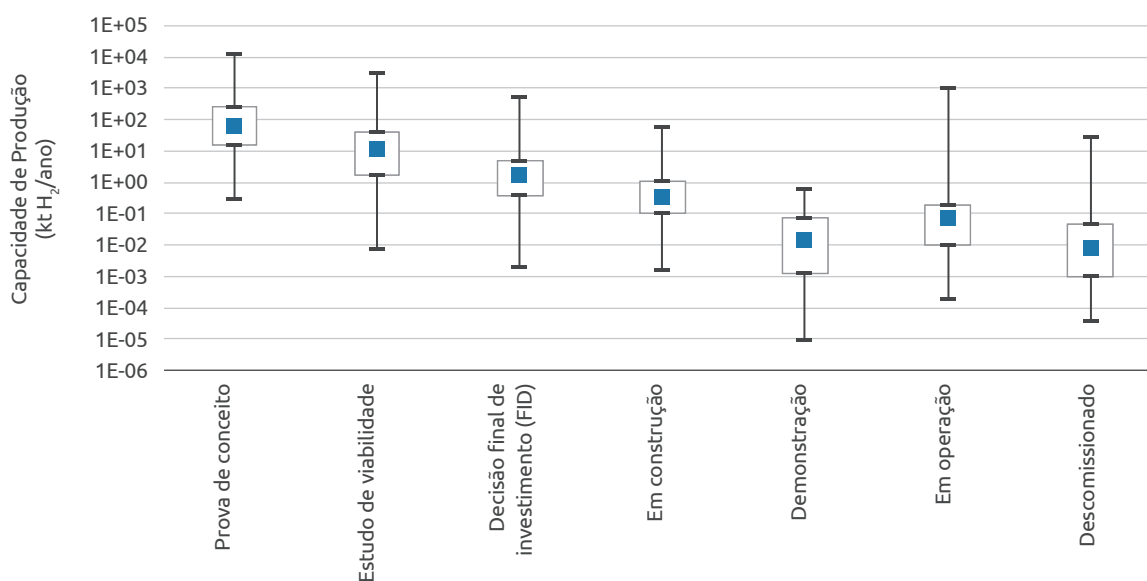
Para cada tipo de projeto, é possível destacar um perfil específico. Em termos de tamanho das plantas, os box-plot apresentados nos Gráficos 8 e 9 mostram, como poderia se esperar, que à medida que o grau de maturidade dos projetos aumenta, seu tamanho tende a diminuir.

GRÁFICO 8 – Box-plot para a potência elétrica (MW) por tipo de projeto



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

GRÁFICO 9 – Box-plot para a capacidade de produção (kt H₂/ano) por tipo de projeto



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

Pode-se identificar, também, os três primeiros tipos de tecnologia, de produto e de uso final em cada tipo de projeto. Assim, a análise estatística do banco de dados revela os perfis apresentados na Tabela 6.

TABELA 6 – Perfis típicos por tipo de projeto

Tipo de projeto	Tecnologia	Produto	Uso final
Estudo de viabilidade	Eletrólise de tipo não especificado (65%)	Hidrogênio (80%)	Mobilidade (23%)
	Gás natural com CCUS (12%)	Amônia (10%)	Outras indústrias (18%)
	Eletrólise PEM (10%)	Metanol (4%)	Refino (11%)
Prova de conceito	Eletrólise de tipo não especificado (82%)	Hidrogênio (78%)	Mobilidade (27%)
	Gás natural com CCUS (9%)	Amônia (8%)	Outras indústrias (16%)
	Eletrólise PEM (6%)	Múltiplos (5%)	Injeção na rede de distribuição (12%)
Decisão final de investimento (FID)	Eletrólise de tipo não especificado (61%)	Hidrogênio (89%)	Mobilidade (43%)
	Eletrólise PEM (18%)	Amônia (3%)	Injeção na rede de distribuição (16%)
	Eletrólise ALK (15%)	Múltiplos (3%)	Amônia (6%)
Em construção	Eletrólise PEM (46%)	Hidrogênio (90%)	Mobilidade (48%)
	Eletrólise de tipo não especificado (30%)	Amônia (3%)	Injeção na rede de distribuição (12%)
	Eletrólise ALK (12%)	Metanol (3%)	Geração elétrica (10%)
Demonstração	Eletrólise PEM (39%)	Hidrogênio (70%)	Geração elétrica (28%)
	Eletrólise ALK (26%)	Metano (18%)	Mobilidade (27%)
	Eletrólise de tipo não especificado (20%)	Não identificado (5%)	Injeção de metano na rede de distribuição (17%)
Em operação	Eletrólise PEM (42%)	Hidrogênio (83%)	Geração elétrica (43%)
	Eletrólise ALK (32%)	Metano (9%)	Injeção de metano na rede de distribuição (12%)
	Eletrólise de tipo não especificado (15%)	Metanol e combustíveis sintéticos (2%)	Injeção na rede de distribuição (10%)
Descomissionado	Eletrólise ALK (42%)	Hidrogênio (63%)	Geração elétrica (28%)
	Eletrólise PEM (35%)	Metano (29%)	Mobilidade (25%)
	Eletrólise SOEC (12%)	Combustíveis sintéticos (3%)	Injeção de metano na rede de distribuição (23%)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2021b).

Observa-se, em todos os tipos, a predominância dos projetos sobre eletrólise, em particular de tipo PEM (quando a tecnologia de eletrolisador está especificada), com exceção dos processos descomissionados com foco em eletrólise de tipo alcalina. Porém, os estudos de reforma de gás natural com CCUS aparecem em segunda posição nos estudos de viabilidade e nas provas de conceito, mostrando o interesse em projetos mais fundamentais sobre esse tipo de tecnologia.

O produto predominante é sempre o hidrogênio (entre 63 e 90%). Para os projetos de tipo estudo de viabilidade, prova de conceito, decisão final de investimento (FID) e em construção, a amônia aparece em segundo lugar. Para os projetos com maior grau de maturidade de demonstração, em operação ou já descomissionados, a segunda posição é ocupada por metano de baixo carbono. Esse avanço pertinente à amônia e ao metano estaria relacionado a seus mercados já consolidados.

Em termos de uso final, os projetos de tipo estudo de viabilidade, prova de conceito, decisão final de investimento (FID) e em construção focam principalmente na aplicação de mobilidade. Isso reflete o papel do setor transporte na criação de um mercado de hidrogênio. Nos projetos de demonstração, em operação ou já descomissionados, a geração elétrica constitui o uso preferencial investigado.



4 INICIATIVAS NACIONAIS PARA ESTRUTURAÇÃO DA CADEIA DO HIDROGÊNIO

As diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) (MME, 2021) que foram lançadas em 2021 são o resultado de iniciativas que começaram a ser discutidas em 1995, quando o tema do H₂ passou a integrar o portfólio de políticas públicas de desenvolvimento tecnológico e energético no Brasil. Como exposto no programa, a aproximação internacional para tratar do tema ocorreu em 2003, sendo que a primeira iniciativa para desdobrar a economia do H₂ no país aconteceu em 2005. Em 2010, uma contribuição importante para um aprofundamento tático e operacional do tema foi construída pelo CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – Subsídios para políticas de competitividade 2010-2025). (CGEE, 2010), já com detalhes de ações de curto, médio e longo prazo a serem executadas no período de 2010 a 2025.

Esse primeiro esforço de promoção do H₂ não trouxe resultados significativos e o tratamento do tema foi retomado apenas em 2018. Nesse ano, o Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Energias Renováveis e Biocombustíveis (MCTIC, 2018) apontou que o uso de H₂ no país poderia alavancar a produção de H₂ por eletrólise, quando houvesse excesso de produção de energia, para os fins de armazenamento e geração de gás de síntese (para rotas de produção sintética de renováveis), inclusive com benefícios sociais, econômicos e ambientais.

BOX 5 – Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)

O uso do hidrogênio como fonte energética no Brasil vem sendo objeto de avanço graduais desde 1995, mas com poucas ações eficazes para transformar intenções em ações concretas. O PNH2 pode ser o catalisador dessa transformação, se a geração da demanda e a disponibilidade de infraestrutura encontrarem regras e fundamentos estáveis e previsíveis fundamentais para gerar competitividade na exportação.

As diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio PNH2 (MME, 2021) que foram lançadas em 2021 são o resultado de iniciativas que começaram a ser discutidas em 1995, quando o tema do H₂ passou a integrar o portfólio de políticas públicas de desenvolvimento tecnológico e energético no Brasil.

O que parece ter sido um fator dificultador comum em todos os planos e bases para elaboração de políticas anteriores foi a falta de ações efetivas de atração de investimentos para geração de mercado adicional demandante de H₂.

Além do mercado tradicional brasileiro de fertilizantes e do uso nos processos de hidrogenação de processos de refino, outras aplicações do H₂ não foram estimuladas de forma a gerar mercado adicional competitivo.

Ao mesmo tempo, o setor privado vem rapidamente formando parcerias em nível estadual para a construção de hubs e instalações de futuras fontes de exportação de H₂ verde.

A complexidade do desdobramento das diretrizes do programa não é baixa e será governada por um comitê constituído por órgãos públicos, academia e indústria, e vai demandar identificação de prioridades, definição de agentes de mudanças eficazes, atribuição de responsabilidades entre as várias partes interessadas e alinhamento com os movimentos internacionais para as diversas ações elencadas no programa. O caminho a percorrer para que a futura estratégia nacional possa ser, ao final, considerada madura ainda é longo e requer acompanhamento pelas partes interessadas nesse setor.

Na sequência, o PNE 2050 (MME/EPE, 2020) apontou o H₂ como vetor para descarbonização da matriz energética, apesar da brasileira utilizar 48,3% de fontes renováveis, além da nuclear. O PNE 2050 ressaltou a necessidade de um trabalho integrado internacionalmente para o desenvolvimento do H₂ sustentável. Em seguida, a EPE publicou as novas Bases para Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio (MME/EPE, 2021b) (análoga aos “Subsídios de 2010” citados anteriormente).

O que parece ter sido um fator dificultador comum em todos os planos e bases para elaboração de políticas anteriores foi a falta de ações efetivas de atração de investimentos para geração de mercado adicional demandante de H₂, tanto como combustível para mobilidade (transportes terrestres, aquáticos e aéreo), combustível para fornos e reatores na indústria de cerâmica, revestimento e vidro ou matéria-prima para processos de refino de petróleo (unidade de hidrotreatamento), petroquímicos e químicos quanto para geração.

Além do mercado tradicional brasileiro de fertilizantes e do uso nos processos de hidrogenação de processos de refino, outras aplicações do H₂ não foram estimuladas de forma a gerar mercado adicional competitivo. Mais recentemente, o tratamento do tema foi alavancado, com forte participação dos grupos de países desenvolvidos e emergentes, em decorrência do suporte inequívoco de muitos dos grandes líderes mundiais e da sociedade global à questão emergencial climática, com destaque para os setores econômicos de energia, industriais, transporte, financeiro e social mundo afora.

Como exposto, a EPE emitiu as Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio, nas quais apontou o mercado mundial do H₂, mas não aprofundou o potencial do uso do H₂ nos setores econômicos brasileiros. Dessa forma, faz-se necessário avaliar e explorar o potencial de mercado brasileiro de hidrogênio.

A título de comparação, as estratégias nacionais chilena (GOVERNMENT OF CHILE/ MINISTRY OF ENERGY, 2021) e australiana (DEPARTMENT OF INDUSTRY, INNOVATION AND SCIENCE/ COAG ENERGY COUNCIL HYDROGEN WORKING GROUP, 2019) dimensionaram os mercados potenciais para H₂, não somente para exportação, mas também para consumo interno.

Com a proximidade da COP-26, os setores mais representativos em contribuir para a redução de emissões passaram a apresentar, em eventos virtuais e presenciais, seus planos e projetos voltados para um mundo de baixo carbono, já visualizando a meta de *net zero* em 2050.

Embora em 17 de maio de 2021 a Resolução CNPE nº 6, de 20 de abril de 2021, determinasse a realização, no prazo de até sessenta dias, de estudo para proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), na realidade ele avançou em muito mais que diretrizes, trazendo alguma complexidade para seu entendimento e desdobramento, com provável excesso de rotas e opções no nível estratégico.

Considerando todas as iniciativas nacionais passadas e o cenário nacional e internacional de estímulo ao uso do hidrogênio, o programa estruturou as diretrizes em um conjunto de:

- a) 13 diretrizes permeando os aspectos macro da cadeia de valor do hidrogênio;
- b) 9 fatores motivadores e orientadores;
- c) 8 princípios estabelecidos;
- d) 3 pilares fundamentais (Políticas públicas, Tecnologia e Mercado); e,
- e) 6 eixos temáticos a serem desdobrados e novas diretrizes para cada eixo temático, conforme a Figura 16 a seguir.

FIGURA 16 – Eixos estratégicos do PNH2

Fonte: PNH2.

No detalhamento de cada uma das diretrizes orientadoras, há ações que coincidem com a proposta de bases já mencionada anteriormente e outras novas. Entretanto, ainda não se tem uma visão clara do potencial de valor do mercado demandante e nem a definição de prioridades, necessárias para criar uma estratégia nacional. Acredita-se que os desdobramentos do programa levarão ao necessário direcionamento dos recursos para o que apresentar a melhor opção custo-benefício, incluindo o desempenho na redução de emissões.

Isso será fundamental para o desenvolvimento do eixo 3, cuja diretriz principal é realizar estudos de demanda e oferta existente e potencial e aprimorar sua representação e modelagem no processo de planejamento energético nacional, cujas ações são:

- aperfeiçoar as bases de dados e de informações, inclusive com pesquisa primária;
- desenvolver estudos técnicos e econômicos, nos diversos setores de aplicação energética, ou como matéria-prima, podendo identificar potencial de desenvolvimento de rotas e hubs específicos;
- incorporar o hidrogênio nos estudos do planejamento do setor de energia, considerando os aspectos de oferta e demanda e, em especial, os efeitos sobre a expansão do setor elétrico e os impactos socioambientais e sobre recursos hídricos;
- considerar alinhamento e sinergia com demais políticas, planos e programas, principalmente os relacionados às mudanças climáticas, considerando a participação dos setores envolvidos na cadeia do hidrogênio;

- promover o mapeamento das estruturas geológicas nacionais existentes para CCUS; e
- promover mapeamento de ocorrências de reservatórios de hidrogênio naturais ou geológicos e avaliar a viabilidade de sua utilização.

Acredita-se que o desenvolvimento das ações desse eixo será acompanhado pelos desdobramentos dos demais, tendo em vista que a finalidade do uso do hidrogênio será orientada, a nosso ver, pelas definições de mercado mais apropriadas.

Considerando a importância de uma participação mais ampla do setor produtivo e da academia, e com o objetivo de dar a oportunidade de agregação de valor aos vários setores econômicos e da sociedade civil na sua fase de execução, está prevista a criação de um Comitê Técnico de Governança que aprovará planos de trabalho a serem integrados e harmonizados com outras iniciativas do país.

Por todo o exposto, verifica-se que a complexidade do desdobramento das diretrizes do programa não é baixa e será governada por um comitê constituído por órgãos públicos, academia e indústria, e vai demandar identificação de prioridades, definição de agentes de mudanças eficazes, atribuição de responsabilidades entre as várias partes interessadas e alinhamento com os movimentos internacionais para as diversas ações elencadas no programa. O caminho a percorrer para que a futura estratégia nacional possa ser, ao final, considerada madura ainda é longo e requer acompanhamento pelas partes interessadas nesse setor.



5 OPORTUNIDADES PARA O HIDROGÊNIO VERDE E AZUL NAS ESTRATÉGIAS DE DESCARBONIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL

Este capítulo investigará as oportunidades dentro do setor industrial e da mobilidade de grande porte, para empregar hidrogênio como meio de descarbonização. Hoje, 95% do hidrogênio utilizado no Brasil são produzidos a partir de fontes fósseis (CGEE, 2010). Isso representa uma grande oportunidade para a indústria brasileira se descarbonizar, manter sua relevância frente à transição energética e ajudar o país a cumprir com os compromissos pactuados no Acordo de Paris.

5.1 OPORTUNIDADES PARA O H₂ NA INDÚSTRIA BRASILEIRA

Os capítulos anteriores confirmaram que a economia do hidrogênio de baixa emissão de carbono é um desenvolvimento que não deve ser ignorado por nenhum país. A COP-26 deixou clara a necessidade de se acelerar o processo de transição energética para mitigar os riscos climáticos associados aos combustíveis fósseis. Isso implica a necessidade de apostar em tecnologias ainda não totalmente testadas e que ainda não comprovaram ser economicamente viáveis. As estratégias de desenvolvimento do H₂ verde se inserem no contexto da aceleração dessa transição.

Há um debate em andamento sobre o real valor que o hidrogênio, como vetor de energia, pode trazer aos esforços internacionais de descarbonização. A baixa eficiência de conversão e os altos custos associados à produção de hidrogênio verde e azul podem ser contrabalançados por sua capacidade de descarbonizar partes da economia que não podem ser diretamente descarbonizadas por meio da eletricidade renovável na indústria (refino, indústria química, produção de fertilizantes, siderúrgicas e outros) e no setor de transporte (aviação, transporte marítimo e transporte pesado de carga).

O desenvolvimento da cadeia do hidrogênio verde e azul vai requerer a disponibilidade de recursos naturais, como ventos fortes e constantes, dias de sol confiável, água e terrenos vazios para a instalação de usinas eólicas e solares. Nesse sentido, o Brasil não é apenas abençoado pelo abundante potencial de energia renovável e terras disponíveis para tais usos, mas também possui uma ampla rede de transmissão de energia elétrica conectando a maior parte do território brasileiro. Ademais, dado que a matriz elétrica brasileira já é descarbonizada muito mais do que qualquer outra das maiores economias mundiais, são grandes as oportunidades para descarbonização do setor industrial, da mobilidade de grande porte e para as exportações.

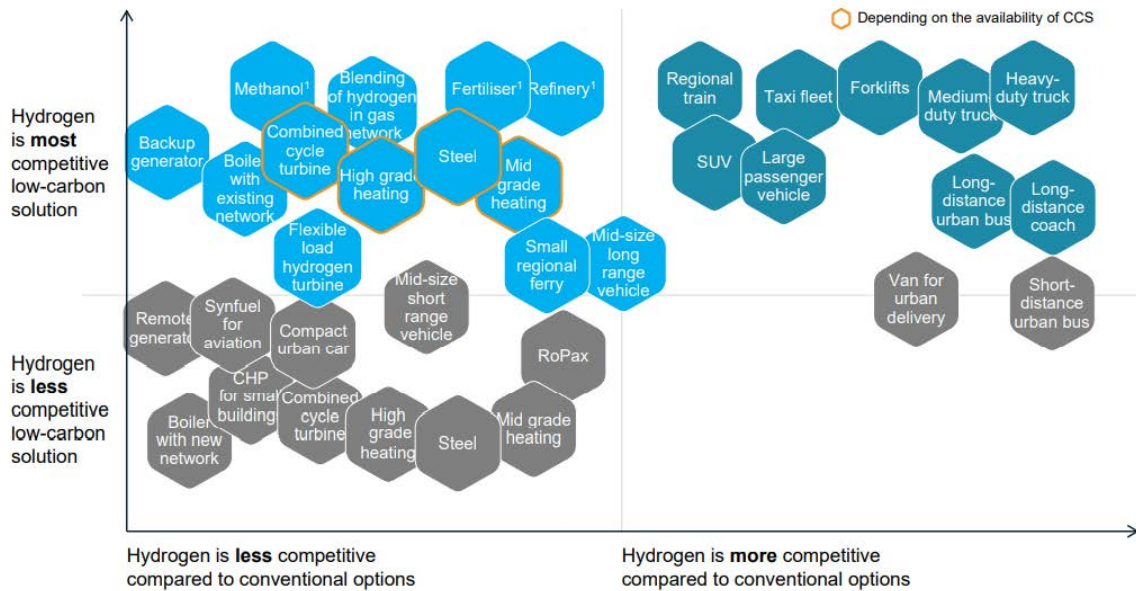
O custo de energia representa de 70% a 80% do custo total de produção de H₂ verde e o Brasil apresenta um dos custos mais baixos na geração de energia renovável no mundo. Adicionalmente, o país possui boa localização para produção de H₂ verde de grande escala, e, no caso de H₂ azul, possui grande experiência com tecnologias de captura e injeção de CO₂. Além do grande potencial de mercado interno para H₂ de baixo carbono, existem muitas oportunidades para exportar o H₂ para países com menor potencial de desenvolvimento e espaço para instalá-los, a exemplo dos países da União Europeia.

O potencial técnico e econômico para o uso do H₂ na indústria varia de acordo com o segmento industrial. O setor de refino e de fertilizantes é grande consumidor de H₂ atualmente, com potencial imediato. Os setores do segmento industrial que apresentam o maior potencial para adoção do H₂ sustentável são aqueles que consomem gás natural e carvão em processos de queima direta, em fornos e aquecedores (siderurgia, metalurgia, cerâmica, vidro e cimento).

Alguns segmentos da indústria química que usam o gás natural como matéria-prima (metanol e amônia) também apresentam potencial importante para adoção do H₂. Ressalte-se que, na maioria desses setores, a descarbonização via adoção do H₂ verde e azul compete com outras soluções de descarbonização, como os biocombustíveis e o próprio uso de fontes fósseis com captura e estocagem de carbono (CCS) (THE ECONOMIST, 2021a).

O estudo do Hydrogen Council (2020) relaciona diferentes aplicações de H₂ com as outras soluções de baixo carbono e com as soluções convencionais (Figura 17).

FIGURA 17 – Competitividade das aplicações de hidrogênio versus alternativas convencionais e de baixo carbono



1. Hydrogen is the only alternative and low-carbon/renewable hydrogen competing with grey (optimal renewable or low-carbon shown)

Fonte: Hydrogen Council, 2020.

5.2 APLICAÇÕES PARA DO H₂ NA INDÚSTRIA BRASILEIRA

O hidrogênio na indústria pode ter diferentes finalidades, como uso como matéria-prima ou uso energético. Ele pode ser utilizado diretamente na forma de gás, na mistura de combustíveis convencionais (gás natural), na forma de combustível sintético (amônia, metanol) ou em pilhas a combustível para produção de energia elétrica. Da mesma forma, as aplicações do hidrogênio variam, assim como o estágio tecnológico das aplicações do H₂ cinza e verde. Santos e Ohara (2021) apresentam uma síntese das diferentes aplicações atuais e potenciais para o hidrogênio na indústria.

TABELA 7 – Aplicações do hidrogênio na indústria e respectivos estágios de desenvolvimento

FINALIDADE	FORMA	APLICAÇÃO	SETOR	ESTÁGIO TECNOLÓGICO
Matéria-prima	Gás	Aumento do número mínimo de cetano e a diminuição de contaminantes do diesel	Refino de Petróleo	Comercial (H ₂ cinza)
Matéria-prima	Gás	Produção de amônia	Indústria Química	Comercial (H ₂ cinza) Pré-comercial (H ₂ verde)
Matéria-prima	Gás	Hidrogenação de óleo vegetal	Indústria de Alimentos	Comercial (H ₂ cinza)
Matéria-prima	Gás	Produção de metanol	Indústria Química	Comercial (H ₂ cinza) Pré-comercial (H ₂ verde)
Matéria-prima	Gás	Produção de nafta sintética (e-nafta)	Indústria Química	Pré-piloto (H ₂ verde)
Insumo	Gás	Redução direta de minério de ferro	Indústria Siderúrgica	Comercial (H ₂ cinza em mistura)
Energético	Gás	Geração de calor e eletricidade	Indústria	Comercial (H ₂ cinza em mistura)
Energético	Células e combustível	Geração de eletricidade	Indústria Transportes Construção Civil	Comercial (H ₂ cinza em mistura) Pré-comercial (H ₂ verde)
Energético	Gás	Armazenamento de energia (principalmente para compensação de variações sazonais)	Rede elétrica	Pré-comercial (H ₂ cinza) Pré-piloto (H ₂ verde)
Energético	Combustíveis sintéticos	Propulsão de veículos	Transportes	Pré-piloto (H ₂ verde)

Fonte: Santos e Ohara (2021).

5.2.1 USO DO H₂ EM REFINARIAS

A mudança na demanda do mercado e o aumento das regulamentações ambientais desafiam a indústria de refino a reconfigurar os processos de produção e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões. O refino é a terceira maior fonte global de emissões estacionárias de GEE (depois da energia e dos sistemas de petróleo e gás natural), sendo responsável por 40% das emissões da cadeia de suprimento de petróleo e gás e por 6% de todas as emissões de GEE industriais. A energia consumida pelas unidades de processo da refinaria, a eficiência energética da reforma de vapor-metano (SMR) e os fatores de emissão para o consumo de gás natural (*upstream* e combustão) são os parâmetros que mais contribuem para as emissões. O dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄) e o óxido nitroso (N₂O) são fontes importantes de emissões de GEE das atividades de refino. Emissões fugitivas de metano podem derivar de vazamentos de equipamentos de processo, sopro de asfalto e sistema de purga. A queima de metano (*flaring*) pode ocorrer devido a questões de segurança.

Com base no consumo de óleo projetado em cenários de 2°C, a indústria poderia evitar 56-79 GtCO₂e até 2100, visando fontes de emissão primárias (JING L. *et al.*, 2020).

Entre as rotas tecnológicas disponíveis para isso estão captura de carbono (CCS), uso de unidades de utilidades (vapor, ar comprimido e energia elétrica, entre outras) de baixo carbono, uso de hidrogênio verde e maior otimização de misturas de óleo cru e capacidade de refino. Outras opções incluem a melhoria da eficiência energética, substituindo a queima de óleo combustível pela queima de gás natural para processos de refinaria, e adotando eletricidade de baixo carbono a partir de fontes renováveis e produção de vapor com captura de emissões.

As refinarias estão avaliando as opções disponíveis para reduzir a pegada de carbono de suas operações e continuarem relevantes num mundo de energia de baixo ou zero carbono. A GALP, por exemplo (GALP, 2021), está focando em eficiência energética e de processo. A TOTAL Energies, por sua vez, foca na redução de *flaring*, na otimização da eficiência energética dos ativos dela e na produção de HVO (*hydrotreated vegetable oil*), transformando refinarias tradicionais em biorrefinarias. (TOTAL ENERGIES, 2021).

Outra dimensão importante para a redução das emissões em refino é a substituição de H₂ cinza por H₂ de baixo carbono. O hidrogênio é utilizado em refinarias principalmente para o hidrocraqueamento de petróleo cru pesado, visando à obtenção de maiores rendimentos em derivados mais nobres (leves e médios) e no hidrotreatamento para a especificação de combustíveis (particularmente, na remoção de enxofre, oxigênio, nitrogênio e metais). Por meio da utilização de catalisadores bifuncionais, o hidrocraqueamento é um dos processos mais importantes no refino de petróleo moderno. Além disso, ele é valorizado por sua pronunciada versatilidade, existindo inúmeras variantes de processo que ajudam a atender aos requisitos específicos em refinarias ou plantas petroquímicas. (WEITKAMP, 2012).

O uso de hidrogênio em refinarias cresceu de forma importante nas últimas décadas em função da necessidade de aumentar a produção de derivados mais nobres em detrimento da produção de óleo combustível. A mudança do perfil da demanda de combustíveis com a redução do uso do óleo combustível na indústria implicou a necessidade de aumento da capacidade de conversão nas refinarias para produzir mais gasolina, óleo diesel e QAV. Adicionalmente, a evolução das regulações ambientais implicou especificações mais severas para poluentes locais como o SO_x, o NO_x e metais pesados. A mudança das especificações nos combustíveis implicou maior consumo de hidrogênio para hidrotreatamento dos derivados de petróleo. (MME/EPE, 2020).

Mais recentemente, a adoção crescente de óleos vegetais como matéria-prima no refino criou demanda para hidrogênio naquele segmento. A capacidade mundial de produção de HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*) a partir de óleos vegetais já atingiu 1,9 milhões de barris por dia e deve duplicar até 2023. (IEA, 2021).

A substituição do hidrogênio cinza usado nos processos anteriores pelo hidrogênio azul requer o emprego de tecnologias de CCS, usando lavagem química de CO₂, membranas de separação ou outras técnicas. Adicionalmente, o CCS requer uma conexão com o sistema de armazenamento que pode ser no local ou próximo – caso as formações geológicas sejam favoráveis – ou ter um sistema de transporte para formações mais favoráveis como o subsolo do oceano, o que requer infraestrutura adicional e todo um processo de licenciamento que pode se tornar muito complexo.

Substituir o hidrogênio cinza por hidrogênio verde exigiria a eletrólise de grandes quantidades de água usando energia renovável. Ambas as opções têm desafios que são analisados no Capítulo 7.

As refinarias brasileiras são grandes consumidoras de hidrogênio. Cerca de 74% do hidrogênio consumido na indústria brasileira são destinados às refinarias. Estas produzem hidrogênio a partir do gás natural e são autoprodutoras. Segundo o *German-Brazilian Energy Partnership* (2021), as refinarias brasileiras produziram, em 2018, cerca de 4.400 mil Nm³ de hidrogênio em 2018, ou seja, cerca de 320 mil toneladas.

A substituição desse hidrogênio cinza por hidrogênio verde demandaria uma elevada capacidade instalada de fontes renováveis de energia elétrica. Por exemplo, segundo o *data sheet* do eletrolisador “HyLYZER – 100” da empresa Cummins (2021), esse equipamento consome 50 KWh de energia para produzir 1 kg de hidrogênio. Para substituir a produção de hidrogênio da Petrobras por H₂ verde, seria necessário o consumo de 50 KWh/kg x 320.000.000 kg = 16.000 GWh de energia, ou seja 1,82 GW de capacidade de energia. Assumindo disponibilidade de 40% para energia eólica, substituir a totalidade de H₂ produzido pela Petrobras requereria capacidade instalada de energia eólica de 4,55 GW.

5.2.2 PRODUÇÃO DE AMÔNIA E FERTILIZANTES

A produção de fertilizantes é o segundo maior consumidor de H₂ no mundo, depois da indústria de refino. Quase a totalidade da produção mundial de fertilizantes nitrogenados utiliza o gás natural como matéria-prima. A tecnologia dominante atualmente utiliza a reforma a vapor de gás natural (*Steam Methane Reforming – SMR*, na sigla em inglês) para produzir H₂, que é o principal insumo da produção de amônia por meio do processo Haber Bosch. Por sua vez, a amônia é o principal insumo para a produção de fertilizantes nitrogenados. Assim, pode-se afirmar que a produção global de fertilizantes depende muito da disponibilidade de gás natural.

Por outro lado, o preço de gás natural de origem brasileira é historicamente alto em comparação com os preços internacionais, o que faz com que a produção brasileira de fertilizantes tenha dificuldade para competir com produtos importados. Por essa razão, o país importa 85% dos volumes de fertilizantes nitrogenados exigidos pelo agronegócio brasileiro. Isso significa que o setor econômico convive com as oscilações da taxa de câmbio e dos preços internacionais de gás natural. Mesmo com baixa produção, as plantas de fertilizantes representam a segunda maior demanda de hidrogênio no Brasil, com cerca de 1.200 mil Nm³ ou 87 mil toneladas por ano.

Além disso, o custo da logística de transporte de fertilizantes até o consumidor final é bem significativo. Como já mencionado, segundo o *German-Brazilian Energy Partnership* (2021), as plantas de fertilizantes e refinarias brasileiras produziram cerca de 4.400 mil Nm³ de hidrogênio em 2018, ou seja, cerca de 320 mil toneladas.

O custo de transporte de fertilizantes desde as plantas de produção localizadas no Nordeste ou dos portos de importação até as principais fronteiras agrícolas do país é muito elevado. Por essa razão, a produção de amônia a partir de hidrogênio verde em localidades perto do agronegócio representa uma oportunidade de grande potencial. Produção distribuída em pequena escala, por usinas modulares, alimentada por H₂ verde produzido na mesma ou em uma localidade próxima é uma solução que ganha força mundialmente (PATONIA, 2020). A economicidade dessa solução depende do custo de H₂ verde. Porém, a queda do custo de produção do H₂ verde com o alcance de economia de escala, o menor custo de transporte e a eventual precificação de carbono podem levar o custo final dessa solução para patamares menores que o da solução atual.

A produção distribuída de amônia por H₂V pode servir, também, para o armazenamento de energia em grande escala, o que pode ser mais atrativo do que hidrogênio puro do ponto de vista econômico, ambiental e tecnológico. Tal solução tem o potencial de alimentar com energia áreas isoladas como a Amazônia, por exemplo, dada a mobilidade da amônia, e de aliviar a sazonalidade da energia eólica, conforme o Capítulo 5.4.

Com emissão zero de CO₂ quando queimada, a amônia (em particular a verde) há muito é considerada um dos combustíveis marítimos alternativos mais promissores para reduzir as emissões de GEE na indústria naval. O setor de transporte marítimo está avaliando essa opção, a exemplo da Maersk, que anunciou, recentemente (MAERSK, 2021), que, juntamente com o estaleiro Keppel Offshore & Marine, a Sumitomo Corporation e outros, irá "conduzir um estudo de viabilidade do uso da amônia verde com o objetivo de ser uma das pioneiras no estabelecimento de uma cadeia de suprimento abrangente e competitiva para o fornecimento de *ship-to-ship bunkering* (de amônia verde) no Porto de Cingapura, o maior porto de *bunkering* do mundo".

O maior desafio na adoção de H₂ verde como insumo para produção de amônia continua sendo a competitividade do gás natural. A precificação de carbono e a eventual penalidade do uso de energéticos de origem fóssil pelas sociedades pode mudar essa realidade.

No caso de H₂ azul, a cadeia de valor permaneceria a mesma, sendo que o gás natural continuaria sendo o insumo principal. Assim, o custo final de amônia ou fertilizantes certamente seria mais alto do que o atual, devido ao custo adicional de captura de carbono dos efluentes gasosos do processo SMR.

5.2.3 PRODUÇÃO DE METANOL PARA AS INDÚSTRIAS QUÍMICA E PETROQUÍMICA

O metanol é produzido na indústria, principalmente por hidrogenação do monóxido de carbono. A principal matéria-prima utilizada na sua produção é o gás natural, empregado para se obter uma mistura de carbono e hidrogênio, que é o *syn-gas* (gás de síntese) pelos processos SMR ou *Atmospheric Thermal Reforming* (ATR). O monóxido de carbono e o hidrogênio são recombinados reagindo sobre um catalisador para produzir metanol e água.

Em seguida, o metanol é convertido, principalmente, em formaldeído, que é amplamente utilizado em muitas áreas, mas especialmente no processo de produção de polímeros. É também o precursor das metilaminas mais simples (alguns produtos farmacêuticos e pesticidas e alguns solventes), halogenetos de metila (usados em vários processos químicos como precursor e como extrator, por exemplo, na produção de silicone, anestésicos locais etc.) e éteres metílicos (DME – usados como matéria-prima para a produção do agente de metilação).

Segundo MME/EPE (2019), antigamente o Brasil produzia pequenas quantidades nas instalações das empresas Copenor, na Bahia, da Prosint, no Rio de Janeiro, e da Petrobras, no Paraná. Essas plantas eram responsáveis pelo abastecimento de menos de 1/3 do consumo interno de metanol.

A EPE (MME/EPE, 2029) aponta que “desde 2016 não há produção nacional de metanol e o produto é integralmente importado de países como Trinidad e Tobago, Chile e Venezuela. Não há previsão de novos empreendimentos nesse segmento devido a dificuldades associadas à disponibilidade e ao preço do gás natural, à competição internacional, assim como ao volume de investimentos requeridos”.

Como em outros setores, as fábricas de metanol estão procurando os melhores caminhos para descarbonizar sua produção, e o hidrogênio de baixo carbono é a única alternativa que compete com o hidrogênio cinza. Assim, a produção de metanol usando hidrogênio verde é considerada uma alternativa de descarbonização muito potente.

George Olah, ganhador do Prêmio Nobel, propôs uma economia do metanol já na década de 1990 (OLAH, 2005). Ele argumentou que o metanol pode ser usado como um material conveniente de armazenamento de energia, como combustível e como matéria-prima para sintetizar hidrocarbonetos e seus produtos. O hidrogênio pode ser armazenado convertendo-o em metanol empregando dióxido de carbono de efluentes industriais ou da atmosfera. O hidrogênio necessário também pode ser obtido a partir da eletrólise da água. Os gases de combustão de usinas de energia que queimam combustível fóssil podem ser uma fonte abundante de dióxido de carbono facilmente isolável em um futuro previsível, como dizia o autor na época, e já realidade hoje. Em vez de apenas sequestrar, esse processo reciclaria o dióxido de carbono em combustível útil e forneceria uma fonte de hidrocarbonetos para os demais produtos petroquímicos.

Uma grande vantagem de converter hidrogênio de baixo carbono em metanol é que o processo não exige o desenvolvimento de uma infraestrutura nova e extremamente cara e não comprovada, nem sofre as grandes dificuldades de segurança como com o uso direto de hidrogênio.

Em contrapartida, o metanol verde é consideravelmente mais caro do que a variante tradicional, pois sua produção e seu uso requerem a combinação de tecnologias (bem como sua logística) que ainda não alcançaram economias de escala e rendimentos atrativos.

5.2.4 SIDERURGIA

O setor de ferro e aço ocupa o primeiro lugar entre todas as indústrias pesadas quando se trata de emissões de CO₂ (RITCIE, 2020) e o segundo em consumo de energia. O setor de ferro e aço responde diretamente por 2,6 Gt de emissões de dióxido de carbono anualmente, 7% do total global do sistema de energia e mais do que as emissões de todo o frete rodoviário mundial. (IEA, 2020). O Brasil ocupa a nona posição entre os produtores mundiais de aço (32,6 milhões de aço bruto em 2019), com usinas distribuídas em 10 estados da federação.

É um setor com grande necessidade de descarbonização, e o que o torna tão dependente das emissões de carbono é a utilização do coque, produzido por superaquecimento de carvão na ausência de oxigênio. O coque é adicionado ao minério de ferro e ao calcário num alto-forno, onde temperaturas em torno de 1.600°C reduzem o minério de ferro a óxido de ferro e depois a ferro fundido, conhecido como metal quente.

O ferro fundido tem um teor de carbono de cerca de 4%, o que o torna muito frágil. Por essa razão, tem que passar por um processo de redução no forno a oxigênio (*Basic Oxygen Furnace – BOF* na sigla em inglês), onde uma quantidade de ar controlada com muita precisão é injetada em altíssima pressão. Isso faz com que o oxigênio reaja com parte do carbono indesejado do ferro, o que reduz o teor de carbono para 1% a 1,5%, ponto em

que se torna aço. Nesse ciclo, incluindo os processos de redução e a combustão, ocorre em média a emissão de 1,73 t de CO₂ por tonelada de aço produzido. (BARTLETT, 2021).

No processo HD-R (*hydrogen direct reduction*, na sigla em inglês), o hidrogênio verde da eletrólise substitui o coque que normalmente seria adicionado ao minério de ferro, onde reage à temperatura relativamente baixa de cerca de 800 °C para produzir ferro-esponja. Essa reação não libera dióxido de carbono. O único subproduto é a água, que pode ser reciclada de volta no eletrolisador.

O ferro esponja também não precisa passar por um alto-forno. Ele pode ser colocado num forno elétrico, junto com ferro reciclado. O processo ainda precisa de pouca quantidade de carbono para transformar o ferro em aço, mas como a redução do minério de ferro ocorreu por hidrogênio em vez de coque, a produção de aço pelo processo HD-R emite apenas 2,8% do CO₂ atualmente produzido pelos sistemas existentes de coque e alto-forno. (JUST HAVE A THINK, 2021).

Na Suécia foi iniciado o Projeto HYBRIT, cujo objetivo é utilizar o hidrogênio em larga escala no processo de fabricação do aço. Contou com a substituição dos altos-fornos na produção de ferro gusa pelo processo de redução direta em fornos elétricos. (SSAB, 2021). O hidrogênio está sendo produzido por eletrólise na própria planta, com uso de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Em agosto de 2021, o primeiro lote de aço HD-R foi entregue à Volvo, que anunciou que encomendou todos os materiais necessários para uma nova frota de veículos de aço verde.

Apesar dos avanços tecnológicos e comerciais que permitiram essa iniciativa, a questão da economicidade dessa solução precisa ser avaliada, especialmente em comparação a soluções com uso de carvão vegetal renovável e com captura e armazenamento de carbono (CCS). Entretanto, não é apenas o nível de emissões que vai definir a melhor rota descarbonizada. O uso do hidrogênio verde pode também viabilizar inovações de produtos em função de temperaturas de queima mais elevadas do hidrogênio. Adicionalmente, aspectos logísticos podem ter um peso muito importante na definição da competitividade das diferentes rotas de aço com baixa pegada de carbono.

Na USIBA (Usina Siderúrgica da Bahia), encontra-se o único exemplo de empresa brasileira de siderurgia que usou a mistura de hidrogênio e coque para produção de ferro-esponja, com aproximadamente 88% de H₂ e 12% de CO. (FERREIRA, 2003).

5.2.5 PRODUÇÃO DE CERÂMICA E VIDRO

Como acontece com todas as outras grandes indústrias, a de vidro está preocupada em encontrar a maneira mais econômica de fundir vidro sem emitir CO₂. O processo de produção de vidro exige altas temperaturas, próximas a 1.600 °C. (DIVINAL VIDROS, 2021).

Existem duas maneiras de gerar calor para fundir o vidro sem uso de combustíveis fósseis: combustão de H_2 em vez de gás natural e uso de fornos elétricos.

A solução que usa a combustão de H_2 é uma opção que pode reduzir significativamente a pegada de carbono da indústria. Além disso, o H_2 pode ser armazenado para uso posterior, o que pode mitigar o risco de interrupção da produção, pois a fabricação do vidro depende da fabricação contínua e, portanto, de um fornecimento de calor constante e ininterrupto (MORIS, 2020). A opção de combustão de hidrogênio requer obviamente hidrogênio verde produzido por eletrólise, de preferência *in loco* para reduzir os custos de logística.

O maior obstáculo, porém, para a adoção de hidrogênio verde como vetor de energia de uso direto na indústria de vidro é a opção do forno elétrico. Trata-se de uma tecnologia desenvolvida e pronta para uso, com eficiência energética de 80% (NABERTHERM, 2021). Além disso, os fornos elétricos podem produzir, de forma consistente, vidro com qualidade muito maior em comparação com os fornos a combustível fóssil, porque os elétricos são mais fáceis de controlar. (MORIS, 2020).

A substituição parcial de gás natural como energético pode ser aplicada também na indústria de vidros, com uso de fornos híbridos capazes de queimar uma mistura de gás natural e hidrogênio, aproximadamente 20% do total. Tal opção pode ajudar a indústria de vidro a se afastar gradualmente das emissões de CO_2 . Nesse caso, a segurança operacional deve ser considerada cuidadosamente. (MORIS, 2020).

No caso da produção de cerâmicas, o uso de fornos elétricos é mais desafiador, pois o processo requer temperaturas mais elevadas (NUTEC BICKLEY, 2021). Durante a operação de “queima” ou “sinterização”, os produtos adquirem suas propriedades finais. As peças, após secagem, são submetidas a um tratamento térmico a temperaturas elevadas, até 1700 °C, em fornos contínuos. (ABCERAM, 2021).

Tipicamente, esses fornos são alimentados por gás natural. No entanto, recentemente, tem havido esforços para reduzir o uso de gás natural, substituindo-o parcialmente pelo hidrogênio verde. O ORANGE.BAT é um projeto piloto implementando tal solução. (ENEL GREEN POWER, 2021). Esse projeto é desenvolvido na Espanha, no distrito industrial de Castellón, na região de Valência, que é uma das regiões de produção cerâmica mais importantes da Europa.

O projeto envolve a Enel Green Power como produtora de energia, o grupo industrial espanhol ETRA, que coordena a iniciativa e que se especializa em tecnologias de energia inovadoras, e a empresa suíça Smartenergy, que desenvolve tecnologias de hidrogênio verde. Também participam, além do governo regional de Valência, duas associações comerciais do setor e 26 pequenas e médias empresas produtoras de cerâmica que serão as consumidoras finais. Outro aspecto do projeto é que ele valorizará também os

subprodutos. O oxigênio produzido pela separação do hidrogênio da água será utilizado nos fornos de cerâmica e o calor residual será aproveitado para aquecimento residencial e industrial.

5.2.6 PRODUÇÃO DE CIMENTO

A indústria de cimento é responsável por 8% do total de emissões de gases de efeito estufa, o que é duas vezes mais impactante do que as emissões pela indústria global de aviação. A indústria de cimento, entre outras estratégias, procura diversificar o mix de combustíveis empregados, sendo que no Brasil cerca de 85% deles são de origem fóssil. (VISED, 2019).

O método atual da produção de cimento inclui moer carbonato de cálcio (calcário) com argila, ardósia, areia de sílica e minério de ferro e misturar tudo num forno rotativo a 1.500°C. Uma pequena quantidade de gesso e calcário é adicionada e, em seguida, todos eles são transformados em pó. Um dos principais produtos desse processo químico é o CO₂: para 1 t de cimento produzida, 1 t de CO₂ é emitida para a atmosfera. O carvão em pó fornece o calor para conduzir o processo. Contudo, a elevada emissão de CO₂ é oriunda 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).

Vários estudos, como o estudo do (GLOBAL CEMENT, 2021), propõem a substituição parcial do combustível fóssil por H₂ verde.

Em vez de utilizar carvão, o hidrogênio combustível pode potencialmente fornecer até 100% do calor no sistema. Porém, a complexidade e o custo de projetar e implantar fornos a hidrogênio são altos e a mudança não livraria o processo de emissões de CO₂. Essa substituição só diminuiria as emissões, no máximo, em 40%, uma vez que nenhum combustível evita as emissões do “processo” da calcinação do CaCO₃ (60% do total) (FENNEL, 2021). Juntamente com o calor livre de emissões, outras melhorias como o aumento de eficiência do processo com recuperação de calor residual, materiais aprimorados em vez de clínquer e digitalização do processo podem reduzir as emissões em 80%. Se a indústria empregasse biomassa e armazenasse o CO₂ produzido por tecnologias de CCS, o processo poderia virar negativo de emissões, ou seja, teria um fluxo líquido de carbono para fora da atmosfera. (THE ECONOMIST, 2021b).

Resumindo, 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.

5.3 MOBILIDADE

De acordo com a Figura 17, as aplicações de mobilidade da tecnologia de célula a combustível de hidrogênio – como caminhões pesados, ônibus, trens e frotas de empilhadeiras – devem ser econômicas, mesmo sem precificação de carbono. Além dos benefícios de descarbonização da mobilidade, essas aplicações têm enorme potencial para melhorar a vida dos habitantes nas grandes cidades, reduzindo a poluição e, conseqüentemente, os problemas de saúde. No Brasil em 2016, o setor de transporte era responsável por 14,2% de todas as emissões de GEE do país (OUR WORLD IN DATA, 2021), o que o torna um setor prioritário para a redução das emissões antropogênicas de carbono.

Os veículos com célula a combustível são veículos elétricos com a adição de uma célula a combustível que converte hidrogênio em energia elétrica e água. Eles ainda requerem um banco de baterias, mas bem menor do que no caso de carros elétricos. Em vez disso, possuem um tanque de hidrogênio pressurizado.

A vantagem da tecnologia de célula a combustível está na densidade de energia do hidrogênio em comparação com motores elétricos. Esta característica é particularmente vantajosa para caminhões pesados e ônibus quando comparado com os veículos puramente elétricos.

Além disso, o tempo de recarga para veículos com célula a combustível é uma fração do tempo para recarregar um veículo elétrico.

Em termos práticos, quanto maior o veículo, mais essa tecnologia traz benefícios técnicos e econômicos em comparação com veículos puramente elétricos. Porém, o oposto também é verdadeiro: quanto menor o veículo, mais aparentes se tornam as desvantagens da tecnologia da célula a combustível, especialmente o fato de que esta apresenta cerca de 50% da eficiência energética do sistema puramente elétrico.

O transporte urbano de passageiros com ônibus representa a modalidade mais importante de deslocamento diário no Brasil, tendo já sido executados alguns projetos de protótipo desde o ano 2000. (PANIK, 2017; MIRANDA, 2017). Um ponto a destacar é que, dada a liderança brasileira no mercado de fabricação de ônibus com uma produção anual de cerca de 30 mil unidades, já existe a base para o desenvolvimento de uma indústria nacional de ônibus com células a combustível a hidrogênio.

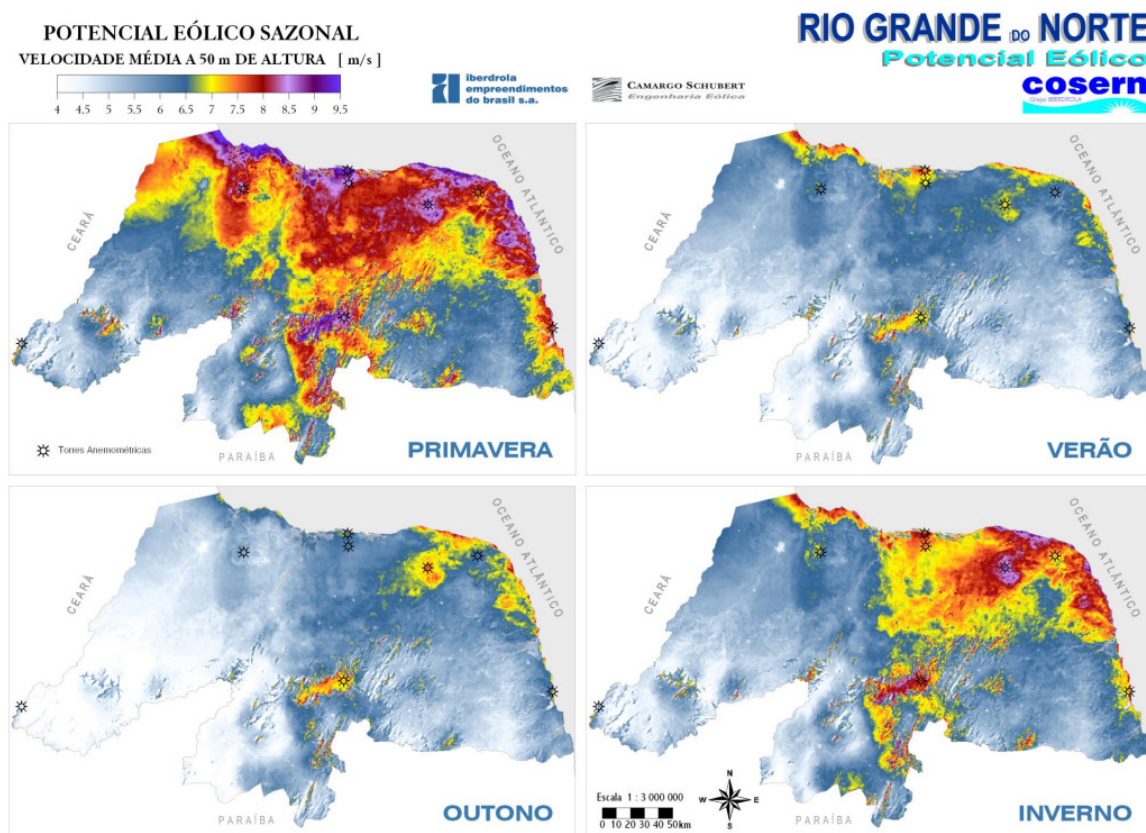
No caso da aviação, já existem iniciativas significativas. Entre elas está a da ZeroAvia (2021), que é financiada pela British Airways e pela Jeff Bezos, enquanto a Airbus tem planos

de lançar aviões movidos a hidrogênio até 2035. (AIRBUS, 2021). A Embraer anunciou recentemente o lançamento, até 2035, de um avião executivo (19 assentos) com propulsão elétrica a partir do hidrogênio. (O GLOBO, 2021). A densidade energética do H_2 (três vezes maior do que a do querosene de aviação) é, de novo, a vantagem mais importante. Porém, para ocupar o mesmo espaço que o querosene, o H_2 deve ser liquefeito a temperatura de $-253\text{ }^\circ\text{C}$. (THE ECONOMIST, 2021c).

5.4 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Além de atender à demanda industrial, o hidrogênio poderia apoiar o setor de geração de energia elétrica para garantir o fornecimento de sistemas alimentados por energias renováveis, desempenhando um papel muito diferente daquele do gás natural. O armazenamento sazonal de hidrogênio é visto como solução importante devido à sazonalidade da produção de energia renovável do vento, por exemplo (Figura 18).

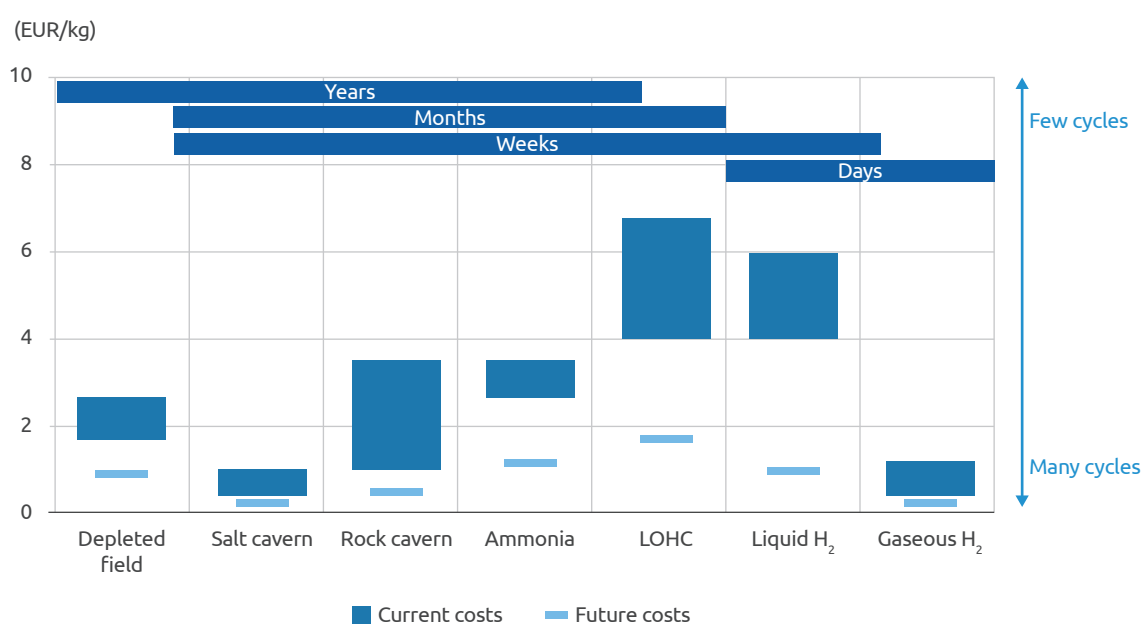
FIGURA 18 – Potencial eólico sazonal - Rio Grande do Norte



O ciclo que começa com a geração de energia renovável passa pela eletrólise da água para produzir H₂ verde, continua com o armazenamento e termina com o uso do H₂ para produzir energia elétrica. Esse processo tem eficiência energética baixa – em torno de 30 a 40%, mas, ocasionalmente, as fontes de energia renovável produzem energia elétrica em excesso, fazendo com que seu preço caia a zero ou abaixo de zero. Nessas ocasiões, armazenar H₂ pode ser econômico, mesmo com baixa eficiência energética. Ademais, em localidades como a área costeira do nordeste brasileiro, onde a geração de energia híbrida solar-eólica oferece perfis contínuos de geração de energia diurna, a produção e o armazenamento de H₂ verde podem ser ainda mais eficazes, em função de maior fator de utilização das usinas de H₂ verde.

Os usuários industriais também precisam de um suprimento constante de hidrogênio, independentemente da estação do ano, e o armazenamento de hidrogênio será crítico para acomodar a produção variável de hidrogênio renovável. Para armazenamento de longo prazo – que pode lidar com a sazonalidade e com as diferenças de produção anual, a fim de garantir a energia renovável –, o hidrogênio parece uma solução melhor do que qualquer um de seus concorrentes. (THE ECONOMIST, 2021a). Existem várias opções disponíveis para o armazenamento sazonal, mas as formações geológicas, principalmente as cavernas de sal, têm os custos mais baixos. No Brasil, as formações geológicas do pré-sal têm características favoráveis para armazenamento de H₂, mas deverá ser considerada a grande distância dos campos do pré-sal para a terra.

GRÁFICO 10 – Custo nivelado de armazenamento de hidrogênio por opção tecnológica



Fonte: (FLIS, 2021), apud BloombergNEF (2020) e Doomernik *et al.* (2020).

Já existem projetos de planta-piloto no Brasil. Em Itaipu (Parque Tecnológico de Itaipu), o projeto visa ao aproveitamento da energia secundária ou da energia vertida na usina para produção de hidrogênio verde por eletrólise. Outros projetos de planta-piloto das AES Tietê, Furnas e Guascor do Brasil também buscam melhor entendimento da viabilidade econômica dessa solução.

Furnas anunciou o início da operação de uma planta de testes de produção de hidrogênio verde – um investimento de PDI no montante de R\$ 45 milhões – combinando usinas solares fixas e flutuantes. A planta fica na usina hidrelétrica de Itumbiara (MG/GO) (CANAL SOLAR, 2021).

5.5 EXPORTAÇÃO

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais renováveis do mundo. Por outro lado, seu custo compõe cerca de 70% do custo de produção de H₂ verde e é o fator mais importante da viabilidade econômica dessa solução. Como o país apresenta um dos custos nivelados de geração de energia renovável mais baixos no mundo (IRENA, 2021), é um forte candidato à produção de H₂ verde para exportação para outros países a preço bem competitivo. Além disso, a estruturação ágil do mercado de energia brasileiro permite que preços baixos de energia possam ser alcançados, comprando excedentes. Porém, tal solução necessitaria da disponibilidade de armazenamento de H₂ de grande porte, o que poderia ser feito em clusters ou hubs preparados para exportação.

Além da oportunidade de descarbonizar a indústria brasileira, o hidrogênio de baixo carbono oferece a oportunidade de tornar o Brasil um grande exportador desse vetor de energia para os mercados internacionais, principalmente para a Europa.

Entre os países-alvo está a Alemanha, que tem feito parcerias com diversos países, dentre os quais o Brasil, para desenvolver atividades de cooperação com o objetivo de comprar hidrogênio verde para uso final e, em contrapartida, vender ou transferir tecnologia de produção alemã.

BOX 6 – Oportunidades nacionais para direcionar a produção de H₂

No curto a médio prazo (3 a 5 anos), a produção de hidrogênio de baixo carbono, no Brasil, oferece oportunidades de negócios e descarbonização para setores industriais como fertilizantes, siderurgia, química, petroquímica e na produção de metanol.

- **Produção de amônia e fertilizantes verdes** (curto prazo) – o preço do gás natural de origem brasileira é historicamente alto, o que faz com que a produção brasileira de fertilizantes não possa competir com produtos importados. A produção de amônia a partir de hidrogênio verde em localidades perto do agronegócio representa uma oportunidade de grande potencial. Já existe demanda para amônia verde no mercado internacional e esta é considerada um dos combustíveis marítimos alternativos mais promissores para reduzir as emissões de GEE na indústria naval.
- **Siderurgia** (curto prazo) – o hidrogênio verde pode substituir o coque que é adicionado ao minério de ferro, onde reage para produzir ferro-esponja, com emissão de 1,73 t de CO₂ por tonelada de aço produzido. No caso do uso de hidrogênio verde, a reação não libera dióxido de carbono – o único subproduto é a água – e já existe demanda internacional para aço verde.
- **Produção de metanol para as indústrias química e petroquímica** (médio prazo) – a grande vantagem de converter hidrogênio de baixo carbono em metanol é que o processo não exige o desenvolvimento de uma infraestrutura nova e extremamente cara e não comprovada, nem sofre as grandes dificuldades de segurança como com o uso direto de hidrogênio.

O assunto de exportação de H₂ será abordado com mais detalhes no Capítulo 6, no qual serão apresentadas as iniciativas de hubs de H₂.



6 INICIATIVAS DE HUB DE H₂

Mesmo com a demanda de hidrogênio ainda não muito bem definida, o setor de energia e logística brasileiro se prepara para aproveitar novas oportunidades de negócios envolvendo a oferta de hidrogênio ao mercado nacional e internacional. Alguns governos locais e empresas já começaram a materializar planos para criação de hubs de H₂. Os *drivers* principais para o início precoce dessas iniciativas é a previsão de forte demanda do mercado internacional.

Entre tais empresas estão naturalmente as de energia, as fornecedoras de gases industriais, as fornecedoras de equipamentos e o próprio governo. As empresas que buscam antecipar um posicionamento no mercado de H₂ enxergam potencial para se tornarem as *supermajors* da era do hidrogênio. (THE ECONOMIST, 2021d).

Dois hubs de hidrogênio lideram a corrida aqui no Brasil: o do Porto do Pecém e o do Porto do Açu, seguidos pela iniciativa do Porto do Suape. Examinaremos esses centros com mais detalhes nos próximos capítulos.

6.1 PORTO DO AÇU

O Porto do Açu estruturou seu modelo de negócio de forma que diferentes atividades ocorram dentro de hubs (Figura 19). Dentro dessa estrutura, o porto pretende desenvolver um hub de hidrogênio, a fim de atrair empresas que queiram produzir e distribuir H₂ verde, indústrias de amônia verde e biorrefinaria ou indústrias de aço de baixo carbono, que podem utilizar H₂ verde – seja como vetor de energia, seja como matéria-prima do seu processo produtivo – ou ainda fabricantes de equipamentos que atuam na indústria de H₂. A iniciativa aposta no potencial de baixo custo para produção do H₂ verde no Brasil, que pode impulsionar o nascimento dessa indústria.

FIGURA 19 – Hubs do “Açu Greenport”

Fonte: Porto do Açu.

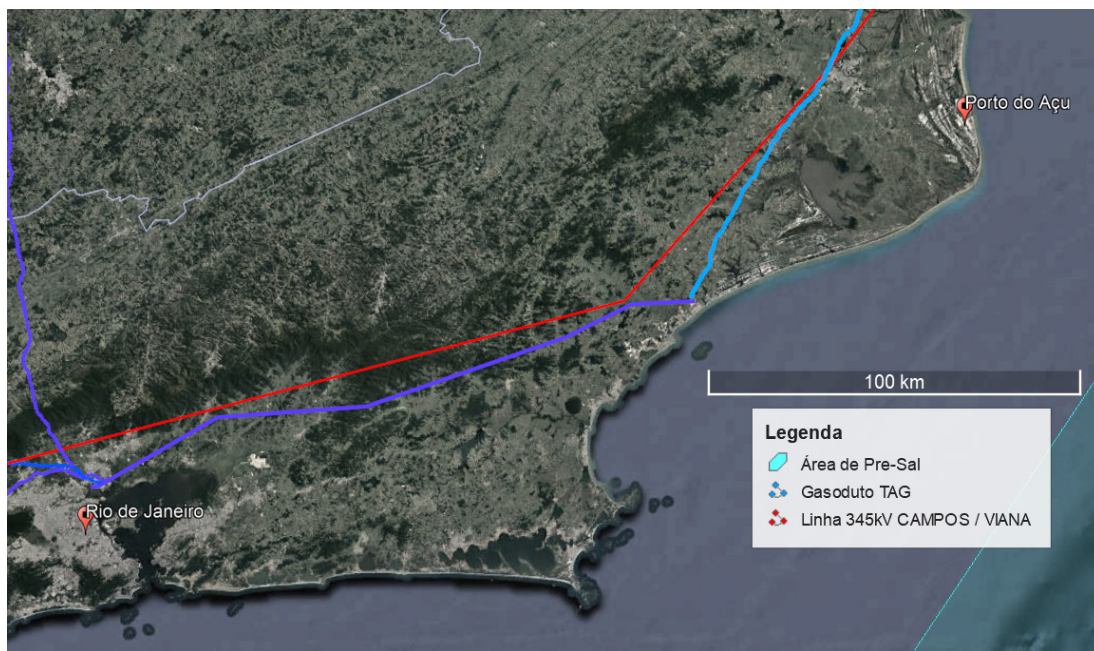
O Porto do Açu está focando suas atividades de H₂ apenas no verde. Portanto, além da produção de H₂, os planos do Porto do Açu incluem usinas fotovoltaicas e plantas *offshore* de energia eólica (Figura 20). O Porto do Açu pretende, também, exportar H₂ verde na forma de gás ou como amônia.

FIGURA 20 – Projeto do hub de hidrogênio no Porto do Açu

Fonte: Porto do Açu.

O porto é bem localizado e perto da cidade do Rio de Janeiro. Segundo apresentação institucional da empresa, tem “localização estratégica integrando as rotas internacionais de energia” e fica “próximo aos principais campos de petróleo e gás do Brasil”.

FIGURA 21 – Localização do Porto do Açu, com indicação do gasoduto TAG e da linha de transmissão 345 kV CAMPOS/VIANA



Fonte: Google Earth, ONS, TAG e elaboração própria.

Como mostra a Figura 21, o porto aproveita a infraestrutura industrial já instalada, como gasodutos para o futuro transporte de H₂ e de linhas de transmissão de energia elétrica (linha 345 KV CAMPOS/VIANA, por exemplo), além de fortes ventos para produção eficiente de energia eólica.

Até agora, as seguintes parcerias entre o Porto do Açu e empresas do setor de energia foram divulgadas:

Fortescue Future Industries

O Porto do Açu assinou Memorando de Entendimento (MoU) com a Fortescue Future Industries (FFI), uma empresa australiana de produção de H₂ verde. O objetivo da parceria é desenvolver projetos industriais verdes baseados em hidrogênio. Segundo informações do Porto do Açu (2021), o MoU permitirá que as empresas conduzam estudos de viabilidade para a instalação de uma planta de hidrogênio verde com capacidade de 300 megawatts, com potencial para produzir 250 mil toneladas de amônia verde por ano no Porto do Açu.

O desenvolvimento de projetos de geração de energia solar no local e de energia eólica *offshore* faz parte do mesmo acordo. Para o Porto do Açu, esse projeto tem potencial para impulsionar sua industrialização sustentável, incluindo a produção de aço verde, fertilizantes, produtos químicos, combustíveis e outros produtos industriais manufaturados.

6.2 COMPLEXO DO PECÉM

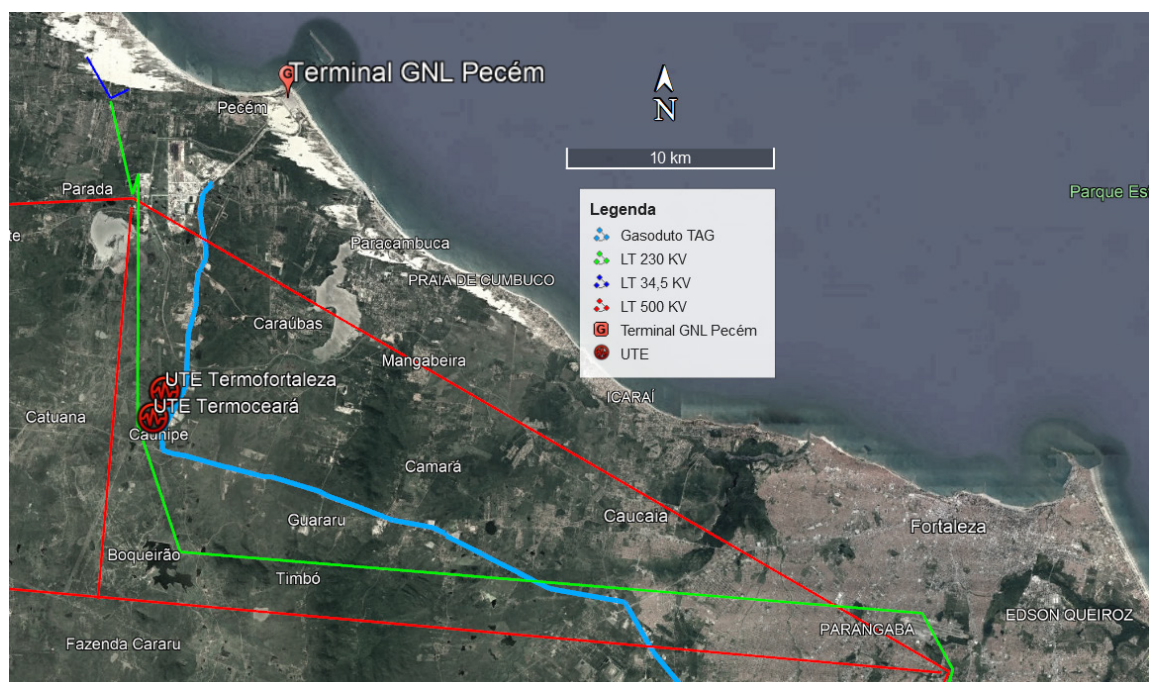
O Complexo do Pecém (CIPP) é um *joint venture* formado pelo governo do estado do Ceará e pelo porto de Rotterdam. Foi planejado desde o início para ser um complexo industrial e portuário e não apenas um porto. Dentro do parque industrial do porto se encontram indústrias como de siderurgia (CPS, Aço Cearense, Phoenix Services, Gerdau), de energia (Aeris, EDP, ENEL, Eneva, TermoCeará), de cimento (Apodi, Votorantim) e, também, a White Martins, grande *player* do mercado de gases industriais e potencial fornecedor de H₂ de baixo carbono.

O CIPP possui a Zona de Processamento de Exportação – ZPE Ceará – com incentivos administrativos, fiscais e cambiais para indústrias exportadoras. Segundo o website da empresa, o complexo é estrategicamente localizado e proporciona redução do tempo de viagem para navios que seguem em direção aos principais portos dos EUA, da Europa e do Oriente Médio.

O “Hub de hidrogênio verde” (Figura 22) foi lançado em fevereiro de 2021 pelo governo do Ceará, em parceria com a Federação das Indústrias do Ceará (Fiec), a Universidade Federal do Ceará (UFC) e o Complexo do Pecém (CIPP S/A). Segundo o CIPP, além da localização favorável, os incentivos tributários e o grande potencial de geração de energia renovável constituem vantagens competitivas importantes para o desenvolvimento de um hub de H₂ no Ceará. (COMPLEXO DO PECÉM, 2021).

FIGURA 22 – Projeto do hub de hidrogênio verde no Complexo do Pecém

Fonte: Complexo do Pecém.

FIGURA 23 – Localização do CIPP, com indicação do gasoduto TAG e das linhas de transmissão de energia elétrica

Fonte: Google Earth, TAG, ONS e elaboração própria.

Até o momento, foram assinados 11 memorandos de entendimento com empresas nacionais e internacionais para implantação de projetos no hub de hidrogênio verde.

As seguintes parcerias entre o Porto de Pecém e empresas do setor de energia foram divulgadas:

Fortescue Future Industries

Assim como no Porto do Açu, a FFI assinou um MoU com o estado do Ceará para avaliar a oportunidade de desenvolver projetos industriais verdes baseados em hidrogênio (FFI, 2021). Segundo o website da empresa, esse MoU também abre espaço para colaboração com universidades locais para desenvolver programas de pesquisa de modo a promover tecnologias relacionadas ao hidrogênio, com uma visão de treinar e contratar pessoal local, bem como reter serviços e comprar produtos localmente. O investimento planejado é de US\$ 6 bilhões, com meta de produzir 15 milhões de toneladas de hidrogênio verde por ano até 2030. (BULLETIN H2, 2021).

Energix Energy

O CIPP também assinou um MoU com a empresa australiana Energix Energy, que pretende instalar uma usina para produzir H₂V no Complexo do Pecém. (GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ, 2021).

Segundo a Energix, a empresa foi criada com a visão de implantar e gerenciar redes de energia alimentadas de forma renovável, considerando o hidrogênio como componente-chave para armazenamento e distribuição de eletricidade, transporte, aplicações de combustível e usinas de reeletrificação para impulsionar o uso de energia limpa pelos principais mercados. O MoU prevê um investimento de US\$ 5,4 bilhões de dólares para a construção de uma planta de H₂ verde, que vai ser alimentada por 3,4 GW de energia renovável.

A empresa pretende desenvolver no CIPP o projeto “Base One”, o maior projeto de hidrogênio do mundo, com potencial para abastecer com energia mais de 200 milhões de pessoas nas economias em desenvolvimento. A fim de apoiar tal projeto, a empresa americana de engenharia e construção Black & Veatch assinou um MoU para executar o estudo de viabilidade da planta Base One. (ENERGIX, 2021).

Transhydrogen Alliance

A Transhydrogen Alliance é um consórcio formado pela Proton Ventures (empresa holandesa de tecnologia e EPCista), pela Trammo DMCC (*trader* dos Emirados Árabes Unidos), pela Varo Energy (refinadora e distribuidora de combustíveis, subsidiária da empresa holandesa de energia e commodities Vitol) e pela GES (empresa espanhola de energia renovável e EPCista). O consórcio assinou um MoU com o CIPP para a execução de estudo

de viabilidade para um projeto de US\$ 2 bilhões, que produzirá 2,5 milhões de toneladas de amônia verde por ano, com 500.000 toneladas de hidrogênio verde por ano como matéria-prima no Complexo do Pecém. (AMMONIA ENERGY ASSOCIATION, 2021).

O objetivo do projeto é exportar amônia verde para a Europa via Porto de Rotterdam, mas também para atender ao mercado local de fertilizantes. Esse projeto também aposta na projeção de longo prazo de baixo custo na geração de energia renovável no Brasil, de US\$ 20/MWh, que permitirá produção competitiva de amônia verde. Com os dados e as premissas utilizadas pelo CIPP, seria possível fechar contratos de longo prazo para fornecimento de amônia verde, na faixa de preço entre US\$ 600 e US\$ 800 por tonelada, para países e mercados altamente interessados.

A Trammo assinou, no ano de 2021, um MoU com a LFC da Coreia para o fornecimento de amônia verde para a gigante coreana de produtos químicos (ICIS, 2021).

White Martins

A White Martins também assinou um MoU com o CIPP visando estabelecer e desenvolver as potencialidades da produção local de H₂, voltada prioritariamente à exportação para a Europa. Com a assinatura do MoU, o Complexo do Pecém prestará o suporte para mapear novas oportunidades de negócio para a produção e o fornecimento de hidrogênio verde pela White Martins. (COMPLEXO DO PECÉM, 2021b).

A White Martins é uma empresa que detém tecnologia e expertise em várias áreas-chave da cadeia de produção, distribuição e aplicação do H₂V, incluindo eletrolisadores, produção de amônia, liquefação de H₂, tecnologia para uso de H₂ em mobilidade e experiência com injeção de H₂ em redes de gás natural. (COMPLEXO DO PECÉM, 2021b). Segundo a empresa, esse projeto está alinhado à estratégia de crescimento no mercado de hidrogênio verde.

Qair Brasil

A Qair Brasil, empresa multinacional produtora de eletricidade renovável, também assinou um MoU com o governo do estado do Ceará visando ao desenvolvimento de planta de produção de hidrogênio verde com energia elétrica gerada por meio do Complexo Eólico *offshore* Dragão do Mar. (COMPLEXO DO PECÉM, 2021c). O investimento total previsto é de US\$ 6,95 bilhões.

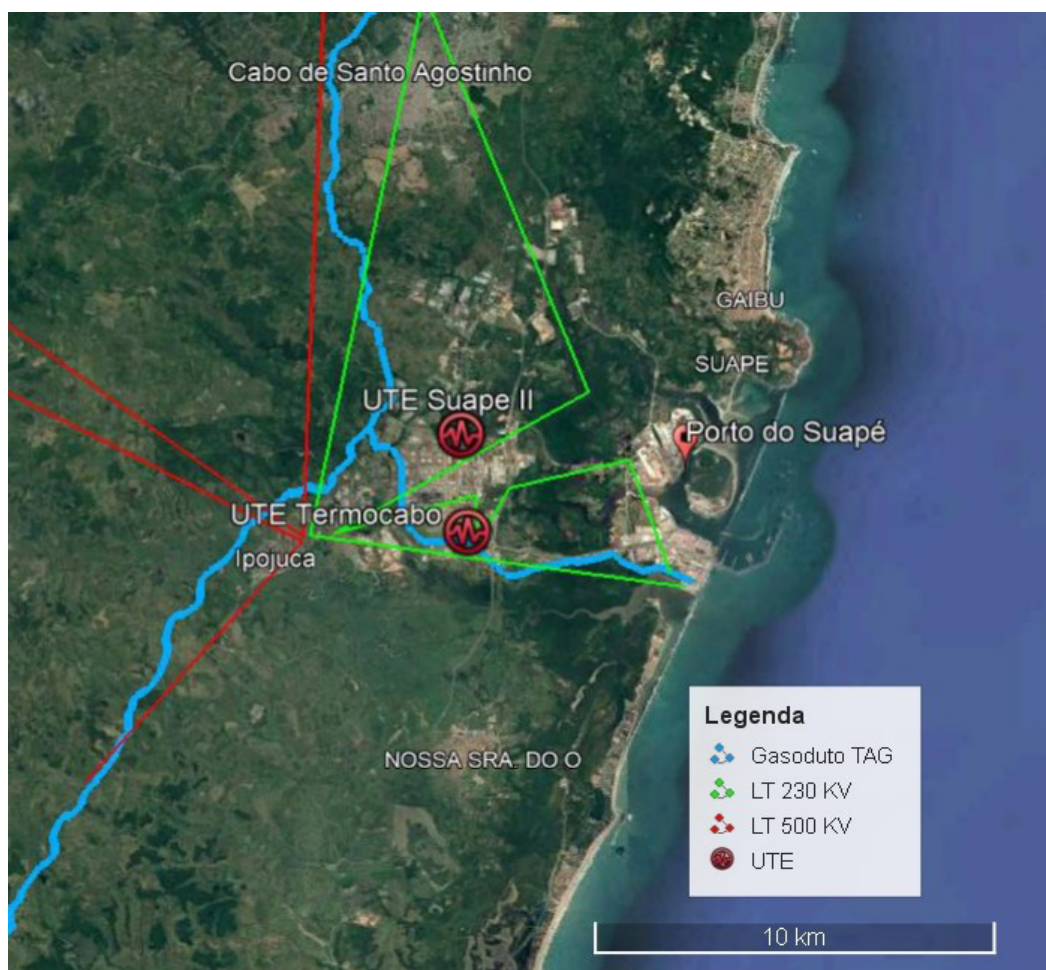
O parque eólico *offshore*, de capacidade instalada de 1.216 GW, alimentará com energia elétrica uma planta de eletrólise para produção de hidrogênio verde de aproximadamente 296 mil ton/ano a ser armazenado, transportado e comercializado pela Qair a partir de 2023.

6.3 PORTO DE SUAPE

O Complexo Industrial Portuário de Suape conta com um conglomerado de 150 empresas de capital nacional e internacional, em operação ou implantação. O complexo atende a várias indústrias com potencial para envolvimento em projetos de H₂, como a indústria de gases industriais, petroquímica (Refinaria Abreu e Lima – PQS, Companhia Petroquímica de Pernambuco e outras), de geração de energia elétrica (duas unidades termelétricas), de alimentos e bebidas, de material de construção, metalmecânica, além do recente polo farmacêutico. (COMPLEXO INDUSTRIAL PORTUÁRIO DE SUAPE, 2021a).

O complexo é bem localizado, com muito espaço para implantação de indústria pesada. Também a localização aproveita rotas energéticas como linhas de transmissão e o gasoduto da TAG, como mostra a Figura 24.

FIGURA 24 – Localização do Porto do Suape, com indicação do gasoduto TAG e das linhas de transmissão de energia elétrica



Fonte: Google Earth, TAG, ONS e elaboração própria.

A Qair Energia também assinou um MoU com a administração do Porto de Suape para executarem juntos um estudo de viabilidade técnica e econômica para a implantação de uma planta de hidrogênio verde. A iniciativa, denominada de Planta de Hidrogênio Verde Pernambuco, prevê a instalação de quatro conjuntos de eletrolisadores de água em áreas localizadas no Porto de Suape, em quatro fases de implantação. (COMPLEXO INDUSTRIAL PORTUÁRIO DE SUAPE, 2021b).



7 DESAFIOS PARA O H₂ VERDE E AZUL NO BRASIL

Os desafios técnicos e econômicos no caminho da adoção em escala real do H₂ como vetor de energia são vários e muitos deles podem se mostrar insuperáveis. Existem desafios genéricos que são independentes da origem (água e energia renovável para hidrogênio verde, metano para hidrogênio azul), bem como desafios específicos da origem.

Na primeira categoria, provavelmente, o maior desafio é a falta de um ecossistema maduro de fornecedores de equipamentos, parceiros tecnológicos, investidores e *offtakers*, que podem suportar a tomada de decisão de novos investimentos. Relacionada a isso está a falta de recursos humanos capacitados, tanto no nível de operação quanto no nível de engenharia e tecnologia, o que significa que o país dependerá, pelo menos por um bom tempo, de fornecedores internacionais. A incerteza e o atraso tecnológico da indústria brasileira nesse setor agravam o cenário, ao dificultar a entrada de novo capital, que costuma entrar onde há melhor valor agregado. Por outro lado, isso também significa uma grande oportunidade de captura de valor por parte dessas partes interessadas.

A baixa competitividade atual de H₂ de baixo carbono é evidente, mas esse custo tem potencial para cair drasticamente nos próximos anos. Por enquanto, não existem incentivos fiscais governamentais vigentes para apoiar o nascimento do mercado, como aconteceu para os mercados de energia eólica e solar.

Outros desafios a serem vencidos podem ser: a falta de normalização técnica, tecnologia industrial básica e infraestrutura de qualidade – que pode dificultar a implantação de novas instalações –, a falta de padrões de certificação de hidrogênio de baixo carbono reconhecida e capaz de atrair o interesse de *Green Funds* e gargalos no sistema de transmissão de energia no norte do país, onde o potencial de energia renovável é o maior do território.

No caso de exportação de H₂ de baixo carbono, ainda falta definição pelos países potencialmente importadores sobre qual tipo de H₂ será aceitável. Por exemplo, a União Europeia ainda não se manifestou claramente como grupo econômico, se aceitará H₂ azul para um período de transição ou se vai querer importar exclusivamente H₂ verde. Por enquanto, a decisão fica com os países-membros do grupo. Outros desafios são a grande distância entre o Brasil e clientes potenciais e a concorrência com países mais próximos. Por exemplo,

para suprimento da União Europeia, os concorrentes fortes serão os países do sul da União Europeia, a Turquia, a Ucrânia e os países do Norte da África, que podem exportar H₂ para os países europeus por meio de gasodutos adaptados. Já para exportação para a Coreia e o Japão, os concorrentes serão a Austrália e o Vietnã.

7.1 DESAFIOS DE H₂ VERDE

Já no caso de H₂ verde, talvez o maior desafio possa ser a concorrência de vários demandantes para uso de energia limpa renovável. A demanda para ela vai crescer junto com a demanda para descarbonização de setores que podem ser eletrificados. Assim, o uso de energia renovável para produção de H₂ verde vai concorrer com outros usos de energia renovável, potencialmente mais lucrativos, para venda no mercado livre de energia, por exemplo.

As aplicações industriais detalhadas nos capítulos anteriores já trazem os seus próprios desafios técnicos. No caso do refino, a indústria de energia terá que fornecer uma enorme quantidade de energia renovável que seria necessária para gerar H₂ verde em quantidades suficientes.

Além de energia renovável, a produção de H₂ verde exige grandes quantidades de água como matéria-prima e para esfriamento dos eletrolisadores. (RECHARGE, 2021). O processo requer cerca de 9 m³ de água purificada para cada tonelada de H₂. Por outro lado, o preço da energia renovável é o maior componente do custo do hidrogênio verde, razão pela qual muitos desenvolvedores procuram construir projetos em regiões ensolaradas, áridas e com escassez de água pura, onde a energia solar seria barata de produzir. Isso pode exigir a dessalinização da água do mar ou água subterrânea – salobra –, um processo que consome muita energia e que exigiria energia renovável adicional para garantir que o hidrogênio fosse verde, aumentando os custos. A dessalinização requer cerca de 1 kWh de eletricidade por m³ de água purificada.

Atualmente, a produção de H₂ verde por eletrólise é cerca de duas a três vezes mais custosa do que o hidrogênio cinza (IRENA, 2019). Isso significa que, em setores industriais muito competitivos e sem incentivos fiscais para uso do gás ou sem um dos mecanismos de precificação de carbono, o H₂ enfrentará uma grande barreira de entrada. Para enfrentá-las, os países considerados competitivos para geração de hidrogênio verde terão que trabalhar com muito incentivo e ações de geração de mercado internacional. Isso pode ser alcançado pelo uso de alguns instrumentos já citados aqui, como no desdobramento das diretrizes do PNH2 e na instalação de um mercado de carbono ágil e competitivo.

7.2 DESAFIOS DE H₂ AZUL

Quanto ao H₂ azul, talvez o maior desafio seja o fato de existirem dúvidas tecnológicas relacionadas ao uso do H₂ azul, como foi exposto recentemente no trabalho de Howarth e Jacobson (2021).

É o primeiro estudo revisado por pares (*peer reviewed*) que analisa todo o ciclo de vida das emissões de gases de efeito estufa do hidrogênio azul, contabilizando as emissões de dióxido de carbono e metano fugitivo.

As emissões de gases de efeito estufa da produção de hidrogênio azul são bastante altas, principalmente devido às emissões fugitivas de metano do processo de produção de gás natural. Os pesquisadores constataram que as emissões totais de CO₂ equivalente para o hidrogênio azul são apenas 9% a 12% mais baixas do que para o hidrogênio cinza.

Eles também descobriram que a pegada de carbono do hidrogênio azul é mais de 20% maior do que simplesmente queimar gás natural ou carvão para aquecimento, e cerca de 60% maior do que queimar diesel para aquecimento.

As emissões fugitivas de metano associadas ao gás natural reformado para hidrogênio permaneceriam, mesmo se o processo de reforma a vapor de gás natural fosse alimentado por energia 100% renovável. Aparentemente, a energia renovável seria mais bem empregada na produção de hidrogênio verde por meio de eletrólise.

No caso de substituição do H₂ cinza por H₂ azul, os maiores desafios são o custo adicional da captura de CO₂ e sua logística de transporte e armazenamento. Porém, existem oportunidades para a comercialização do CO₂ na indústria de alimentação. Além disso, a indústria de petróleo e gás brasileira já possui grande experiência com a injeção de CO₂ em campos de petróleo. O uso dos reservatórios de petróleo e gás por terceiros interessados em CCUS, considerando a capacidade de injeção real de cada um, pode ser uma fonte de recursos para auxiliar as empresas de óleo e gás a atingir as metas de descarbonização.

7.3 DESAFIOS PARA OS HUBS DE HIDROGÊNIO NO BRASIL

Todas as tecnologias envolvidas dentro dos hubs de hidrogênio do Porto do Açu e do CIPP – como de hidrólise de água, produção de aço de baixo carbono, produção de amônia verde e as outras – já atingiram maturidade tecnológica (TRL 9 – “Sistema real comprovado por meio de operações de missão bem-sucedidas”). No entanto, algumas das tecnologias envolvidas, como a de aço de baixo carbono e a de produção de químicos verdes, foram comercializadas em grande escala há pouco tempo e ainda não são economicamente competitivas em relação às soluções tradicionais.

Existem outros riscos técnicos. Com base na análise anterior sobre desafios, podemos destacar a grande demanda por água pela usina de produção de H₂ verde. Por exemplo, na iniciativa da FFI no Porto do Açu, 250.000 toneladas por ano precisarão de 2,25 milhões m³ de água purificada, ou seja, 6.164 m³/dia. Esse cálculo não inclui a água necessária para esfriar os eletrizadores – cerca de 9 litros de água por kg de H₂ produzido. (CUMMINS, 2021). As usinas de aço e de amônia também necessitam de grandes quantidades de água. Por outro lado, dessalinização é um processo que demanda muita energia. Optar por essa solução pode fazer diminuir a eficiência energética e a competitividade da planta.

Até agora, somente foram assinados MoUs para a execução de estudos de viabilidade, o que significa que ainda não existem decisões definitivas para a implantação dos projetos acima listados. Além disso, as empresas envolvidas estão executando estudos de viabilidade para outros projetos fora do Brasil. Um exemplo é a Transhydrogen Alliance que, paralelamente à CIPP, está executando mais dois estudos: um em Omã e outro em Portugal e, pelo menos no início, escolherá um dos três locais para implantação da usina.

O mesmo argumento vale para o hub do Porto do Açu. Dessa forma, fica claro que existe um processo de competição entre as várias iniciativas de criação de hubs de H₂ verde e azul, este último caso seja demandado por compradores potenciais. Diante do elevado nível de incerteza tecnológica e de mercado, certamente as políticas públicas de incentivos e o pioneirismo da indústria na implementação de estratégias de descarbonização serão determinantes na definição de quais projetos irão prosperar.



8 PROPOSTAS E RECOMENDAÇÕES

O presente relatório deixou claro que o desenvolvimento do mercado de hidrogênio sustentável no país entrou numa fase de crescimento acelerado, a partir de empresas privadas estrangeiras, interessadas na exportação do produto. Vários projetos começam a se estruturar no Brasil, para aproveitar a grande competitividade do país na produção de energia elétrica renovável. Ao mesmo tempo, o governo federal lançou o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), estabelecendo as diretrizes e principais estratégias para a política pública setorial.

Diante da aceleração do processo de desenvolvimento da indústria de hidrogênio sustentável, são grandes as oportunidades para a indústria brasileira promover a descarbonização dos seus processos. A CNI pode ter um papel catalisador do engajamento da indústria na descarbonização via hidrogênio. Para isso, seria recomendável o monitoramento das ações para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio e a criação de ferramentas de divulgação de informações e análises sobre o setor. Portanto, sugere-se a criação de uma plataforma de divulgação de informações e análises sobre tecnologias, projetos e políticas públicas voltada para a indústria nacional (Observatório do Hidrogênio Sustentável para a Indústria).

Apesar dos rápidos avanços do governo federal para assumir um protagonismo na formulação de políticas para o setor, a velocidade de elaboração das políticas para o hidrogênio não é compatível com a rápida multiplicação de projetos e iniciativas lideradas pelo setor privado, nem com o tamanho do desafio que representa a criação de uma nova indústria energética no país (indústria do hidrogênio sustentável). Nesse sentido, é fundamental o estabelecimento de uma visão clara do potencial de valor do mercado demandante e uma definição de prioridades, necessárias para definir uma estratégia nacional por meio do desdobramento do PNH2.

A partir das análises elaboradas nesse relatório, é possível apontar as seguintes propostas para acelerar o desenvolvimento da indústria do hidrogênio sustentável no país, não apenas voltada para a exportação, mas também como um vetor para descarbonização da indústria nacional:

- Articulação e promoção do envolvimento das diferentes instâncias governamentais (CNPE, MMA, MME, EPE, ANP, Aneel, Petrobras, BNDES, Ministério da Economia, Ministério da Infraestrutura, Ministério da Agricultura) e de instituições não governamentais (CNI e associações empresariais) no esforço de elaboração de metas e estratégias como desdobramento do PNH2.
- Promoção da integração do H₂ no planejamento de longo prazo com a elaboração de estudos pela EPE relacionados à demanda e à oferta existente e potencial, além do aprimoramento de sua representação e modelagem do planejamento energético nacional. Para implementar tais diretrizes, serão necessárias as seguintes ações:
 - Aperfeiçoar as bases de dados e de informações, inclusive com pesquisa primária;
 - Desenvolver estudos técnicos e econômicos, nos diversos setores de aplicação energética, ou como matéria-prima, podendo identificar potencial de desenvolvimento de rotas e hubs específicos;
 - Considerar alinhamento e sinergia com demais políticas, planos e programas, principalmente os relacionados às mudanças climáticas, considerando participação dos setores envolvidos na cadeia do hidrogênio;
 - Promover o mapeamento das estruturas geológicas nacionais existentes para CCUS, inclusive de campos de produção de petróleo e gás maduros, a serem descomissionados no curto-médio prazo ou já fechados; e
 - Promover mapeamento de ocorrências de reservatórios de hidrogênio naturais ou geológicos e avaliar a viabilidade de sua utilização.
- Elaboração de uma política industrial para estruturação, de forma competitiva, de uma cadeia de fornecedores de hidrogênio no país com seleção de setores e segmentos potencialmente competitivos, envolvendo a produção de equipamentos e a prestação de serviços de engenharia e projetos. O BNDES poderia ser um catalisador dessa iniciativa com o financiamento de estudos sobre os gargalos para a produção de bens e serviços da cadeia do H₂ e identificação de uma estratégia para desenvolvimento do setor no país.
- Implementação do mercado de crédito de carbono como pilar para incentivar a descarbonização dos segmentos *hard to abate* na indústria.
- Promoção da capacitação de pessoas para trabalhar na cadeia H₂ no país, por meio de incentivos e mobilização das escolas técnicas federais e do SENAI, além das instituições de financiamento de pesquisa e formação de recursos humanos (CNPq, CAPES e fundações estaduais de amparo à pesquisa, PRH - ANP).
- Elaboração de um Programa Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento em Hidrogênio Sustentável, por meio da criação de projetos estratégicos com a participação voluntária de empresas com verbas de P&D geridas pela Aneel e pela ANP.

- Elaboração de uma política nacional para produção de fertilizantes descarbonizados a partir do H₂ sustentável, como estratégia para reduzir a vulnerabilidade nacional no abastecimento de fertilizantes.
- Promoção da organização do mercado interno para H₂ sustentável, a partir das seguintes iniciativas:
 - Criação de incentivos para substituição de H₂ cinza por H₂ sustentável pelos atuais consumidores de H₂ cinza nos segmentos de refino, amônia e fertilizantes;
 - Mobilização da indústria para realização de estudos pormenorizados, visando estimativa do potencial para descarbonização de segmentos energointensivos com a adoção do H₂ sustentável (siderurgia, cimento, cerâmica, vidro e setor químico); e
 - Avaliação da competitividade econômica e ambiental do H₂ renovável nacional e dos produtos industriais derivados de seu uso, baseada em um lastro de pegada de carbono harmonizado com metodologias internacionais e aderente aos interesses de políticas de descarbonização e de diversificação energética de mercados internos e externos.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CERÂMICA – ABCERAM. **Informações técnicas:** processos de fabricação. 2021. Disponível em: <https://abceram.org.br/processo-de-fabricacao/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ABDALLA, A. M. *et al.* Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: a review. **Energy Conversion and Management**, v. 165, p. 602-627, 2018.

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/en>. Acesso em: 14 fev. 2022.

AFRICAN BUSINESS. **Green light for a green hydrogen economy in Africa.** 2021. Disponível em: <https://african.business/2021/11/energy-resources/green-light-for-a-green-hydrogen-economy-in-africa/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

AIRBUS. **ZEROe:** towards the world's first zero-emission commercial aircraft. 2021. Disponível em: <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ALLEN & OVERY. **Japan's NEDO to unlock the Green Innovation Fund for hydrogen investors.** 2021. Disponível em: <https://www.allenovery.com/en-gb/global/news-and-insights/publications/japans-nedo-to-unlock-the-green-innovation-fund-for-hydrogen-investors>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ALVES, H. J. *et al.* Overview of hydrogen production technologies from biogas and the applications in fuel cells. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 13, 5215-5225, 2013.

AMMONIA ENERGY ASSOCIATION. **Saudi Arabia ships low-carbon ammonia to Japan.** 2020. Disponível em: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/saudi-arabia-ships-low-carbon-ammonia-to-japan/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

AMMONIA ENERGY ASSOCIATION. **Transhydrogen Alliance to invest \$2 billion in Brazil.** 2021. Disponível em: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/transhydrogen-alliance-to-invest-2-billion-in-brazil/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

AUSTRALIAN CAPITAL TERRITORY GOVERNMENT – ACT. **Cleaner Energy.** 2021. Disponível em: <https://www.environment.act.gov.au/energy/cleaner-energy>. Acesso em: 14 fev. 2022.

AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY – ARENA. **Australia's National Hydrogen Strategy**. 2021. Disponível em: <https://arena.gov.au/projects/?project=-value-start0=&project-value-end-200000000&technology=hydrogen&page=4>. Acesso em: 14 fev. 2022.

BALL, M.; WEEDA, M. The hydrogen economy: vision or reality? **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, 7903–7919, 2015.

BARTELS, J. R. (2008). **A feasibility study of implementing an ammonia economy**. Iowa: Iowa State University. Disponível em: <https://lib.dr.iastate.edu/etd/11132>. Acesso em: 14 fev. 2022.

BARTLETT, J.; KRUPNICK, A. The potential of hydrogen decarbonization on reducing emissions in iron and steel production. **Resources**, 18 fev. 2021. Disponível em: <https://www.resources.org/common-resources/the-potential-of-hydrogen-for-decarbonization-reducing-emissions-in-iron-and-steel-production/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

BLOOMBERGNEF. **Hydrogen Economy Outlook**. 2020. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

BOSEL, U.; ELIASSON, B. **Energy and the Hydrogen Economy**. 2003. Disponível em: https://afdc.energy.gov/files/pdfs/hyd_economy_bosel_eliasson.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

BULLETIN H2. **Fortescue to build \$6B mega green hydrogen plant in Ceará, Brazil**. 2021. Disponível em: <https://www.h2bulletin.com/fortescue-to-build-6b-mega-green-hydrogen-plant-in-ceara-brazil/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

CANAL SOLAR. **Furnas inaugura planta de testes de produção de hidrogênio verde**. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/furnas-inaugura-planta-de-testes-de-producao-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE. **Hidrogênio energético no Brasil: subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025**. 2010. Disponível em: https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Hidrogenio_energetico_completo_22102010_9561.pdf/367532ec-43ca-4b4f-8162-acf8e5ad25dc?version=1.5. Acesso em: 14 fev. 2022.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. 2022. **CGEE lança primeiro informe iSES**. Disponível em: <https://www.cgee.org.br/-/cgee-lanca-primeiro-informe-ises>. Acesso em: 14 fev. 2022.

CLEAN ENERGY WIRE – CLEW. **Germany's Climate Action Law**. 2021. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-climate-action-law-begins-take-shape>. Acesso em: 14 fev. 2022.

COUNCIL OF AUSTRALIAN GOVERNMENTS - COAG. **Australia's National Hydrogen Strategy**. 2019. Disponível em: <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/australias-national-hydrogen-strategy>. Acesso em: 14 fev. 2022.

COMPLEXO DO PECÉM. **Complexo do Pecém detalha HUB de Hidrogênio Verde para potenciais investidores da Alemanha**. 2021a. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/complexo-do-pecem-detalha-hub-de-hidrogenio-verde-para-governo-e-potenciais-investidores-da-alemanha/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

COMPLEXO DO PECÉM. **Complexo do Pecém e White Martins assinam Memorando de Entendimento para implantação do HUB de Hidrogênio Verde**. 2021b. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/complexo-do-pecem-e-white-martins-assinam-memorando-de-entendimento-para-implantacao-do-hub-de-hidrogenio-verde-no-ceara/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

COMPLEXO DO PECÉM. **Governo do Ceará e Qair Brasil assinam acordo de US\$ 6,9 bilhões para projetos de energias renováveis**. 2021c. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/governo-do-ceara-e-qair-brasil-assinam-acordo-de-us-69-bilhoes-para-projetos-de-energias-renovaveis/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

COMPLEXO INDUSTRIAL PORTUÁRIO DE SUAPE. **Polos de Desenvolvimento do Complexo**. 2021a. Disponível em: <http://www.suape.pe.gov.br/pt/negocios/polos-negocios>. Acesso em: 14 fev. 2022.

COMPLEXO INDUSTRIAL PORTUÁRIO DE SUAPE. **Multinacional francesa faz investimento bilionário em Suape**. 2021b. Disponível em: <http://www.suape.pe.gov.br/pt/noticias/1496-multinacional-francesa-faz-investimento-bilionario-em-suape?highlight=WyJxYWlyllo=%3E>. Acesso em: 14 fev. 2022.

COSERN. **Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte**. 2003. Disponível em http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

CUMMINS. **HyLYZER Water Electrolyzers data sheet. 2021**. Disponível em: <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-1000-specsheet.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

DEPARTMENT OF INDUSTRY, INNOVATION AND SCIENCE; COAG ENERGY COUNCIL HYDROGEN WORKING GROUP. **Australia's National Hydrogen Strategy**. 2019. Disponível em: <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/australias-national-hydrogen-strategy>. Acesso em: 14 fev. 2022.

DEUSTCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT - GIZ. **German-Moroccan Energy Partnership**. 2021. Disponível em: <https://www.giz.de/en/worldwide/57157.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

DEUSTCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT - GIZ. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro**. 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT - GIZ. **Mapeamento do setor de hidrogênio brasileiro: panorama atual e potenciais para o hidrogênio verde**. 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

DII DESERT ENERGY. **Institutional website**. 2021. Disponível em: <https://dii-desertenergy.org/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

DIVINAL VIDROS. **Como é feito o vidro?** Conheça o processo de fabricação. 2021. Disponível em: <https://www.divinalvidros.com.br/blog/como-e-feito-o-vidro-fabricacao>. Acesso em: 14 fev. 2022.

DRÜNERT, S.; NEULING, U.; KALTSCHMITT, M. Power-to-Liquid fuels for aviation: processes, resources and supply potential under German conditions. **Applied Energy**, v. 277, 115578, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Bases para a consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio: revisão 1**. 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20(1).pdf). Acesso em: 14 fev. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Hidrogênio azul: produção a partir da reforma do gás natural com CCUS**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-dedicadas-ao-hidrogenio-cinza-e-ao-hidrogenio-azul>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ENEGIX. **Enegix Energy partners with Black & Veatch for Base One, Brazil**. 2021. Disponível em: <https://pressroom.enegix.energy/131367-enegix-energy-partners-with-black-veatch-for-base-one-brazil>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ENEL GREEN POWER. **ORANGE.BAT, green hydrogen for sustainable ceramics**. 2021. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/media/news/2021/04/green-hydrogen-sustainable-ceramics>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ENERGY & UTILITIES. **Morocco aims to tender green hydrogen project in 2022**. 2021. Disponível em: <https://energy-utilities.com/morocco-aims-to-tender-green-hydrogen-project-in-news115057.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ENERGY ICEBERG. **China hydrogen policy: a summary of provincial plans**. 2020. Disponível em: <https://energyiceberg.com/china-hydrogen-policy-provincial-summary/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

EPBR. **Meta do Chile é produzir hidrogênio verde mais barato do mundo, afirma ministro Juan Carlos Jobet**. 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/meta-do-chile-e-produzir-hidrogenio-verde-mais-barato-do-mundo-afirma-ministro-juan-carlos-jobet/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

EQUINOR. **Equinor e Porto do Açu assinam Memorando de Entendimentos para avaliação de projetos de energia solar**. 2021. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/pt/noticias/porto-do-acu-e-equinor-assinam-memorando-de-entendimentos-para-a.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ESPAÑA. **Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por hidrógeno renovable**. 2020. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>. Acesso em: 14 fev. 2022.

EUROPEAN COMMISSION - EC. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**. 2020. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>. Acesso em: 14 fev. 2022.

EUROPEAN COMMISSION - EC. **A European Green Deal**. 2021a. Disponível em: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en. Acesso em: 05 nov. 2021. Acesso em: 14 fev. 2022.

EUROPEAN COMMISSION - EC. **EU Emissions Trading System (EU ETS)**. 2021b. Disponível em: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_pt. Acesso em: 14 fev. 2022.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **REGULATION (EU) 2021/1119 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) N° 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law')**. 2021c. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32021R1119>. Acesso em: 14 fev. 2022.

EUROPEAN COMMISSION - EC. **Fit for 55: delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality**. 2021d. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>. Acesso em: 14 fev. 2022.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **The EU's 2021-2027 long-term budget & NextGenerationEU**. 2021e. Disponível em: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d3e77637-a963-11eb-9585-01aa75ed71a1/language-en>. Acesso em: 14 fev. 2022.

FARIA D. **Captura, armazenamento e utilização do dióxido de carbono na indústria do cimento**. 2018. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.

FELDER R.; ROUSSEAU R. **Elementary principles of chemical processes**. 5. ed. [S.l.]: Wiley, 2005. Disponível em: https://www.academia.edu/30604617/Elementary_Principles_of_Chemical_Process. Acesso em: 14 fev. 2022.

FENNEL, P. *et al.* **Decarbonizing cement production**. 2021. Disponível em: <https://www.imperial.ac.uk/people/p.fennell/publications.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

FORTESCUE FUTURE INDUSTRIES - FFI. **Fortescue Future Industries joins forces with the State of Ceará to develop green hydrogen projects in Brazil**. 2021. Disponível em: <https://ffi.com.au/news/fortescue-future-industries-joins-forces-with-the-state-of-ceara-to-develop-green-hydrogen-projects-in-brazil/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

FLIS, G. **12 Insights on Hydrogen**. 2021. Disponível em: https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_H2_Insights/2021-11-18_Slides_Agora_12_insights_on_hydrogen.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

FUEL CELL & HYDROGEN ENERGY ASSOCIATION – FCHEA. **Road map to a US Hydrogen Economy Executive Summary**. 2020. Disponível em: <https://www.fchea.org/us-hydrogen-study>. Acesso em: 14 fev. 2022.

FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING – FCH. **Hydrogen roadmap Europe: a sustainable pathway for the european energy transition**. 2019. Disponível em: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING – FCH. **Annual Work Plans**. 2020. Disponível em: <https://www.fch.europa.eu/node/843>. Acesso em: 14 fev. 2022.

FUELCELLWORKS. **World's Largest Hydrogen Plants Opens in Fukushima**. 2020. Disponível em: <https://fuelcellworks.com/news/worlds-largest-hydrogen-plant-in-fukushima-opens/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GALP. **Ecoeficiência operacional nas refinarias**. 2021. Disponível em: <https://www.galp.com/corp/pt/sustentabilidade/casos-de-estudo/ecoeficiencia-operacional>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GESEL. Informativo eletrônico: geração de energia com hidrogênio. **IFE**, n. 42, 23 jul. 2021. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50_IFE%20H2%2042.html. Acesso em: 14 fev. 2022.

GLOBAL CEMENT. **Green hydrogen for grey cement**. 2021. Disponível em: <https://www.globalcement.com/news/item/11061-green-hydrogen-for-grey-cement>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNMENT OF CHILE. Ministry of Energy. **Chile's green hydrogen strategy and investment opportunities**. 2021. Disponível em: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DA ALEMANHA. ALEMANHA. **Annual report energy partnerships and energy dialogues**. 2019. Disponível em: https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/annualreport-energy-partnerships-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DA ALEMANHA. ALEMANHA. **The national hydrogen strategy**. 2020. Disponível em: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DA ALEMANHA. ALEMANHA. **National reform programme**. 2021a. Disponível em: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/national-reform-programme-2021.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DA ALEMANHA. ALEMANHA. **Funding instruments for international hydrogen projects**. CONGRESSO BRASIL-ALEMANHA DE HIDROGÊNIO VERDE, 2. 2021b. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=xN42Qh1Btto>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DA AUSTRÁLIA. AUSTRÁLIA. **AusH2: Australia's hydrogen opportunities tool**. 2021. Disponível em: <https://portal.ga.gov.au/persona/hydrogen>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DA AUSTRÁLIA. AUSTRÁLIA. **Australian energy update report 2021**. 2021. Disponível em: <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/Australian%20Energy%20Statistics%202021%20Energy%20Update%20Report.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DA COREIA DO SUL. COREIA DO SUL. **Hydrogen economy roadmap of Korea**. 2019. Disponível em: https://docs.wixstatic.com/ugd/45185a_fc2f37727595437590891a3c7ca0d025.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DO CHILE. CHILE. **National green hydrogen strategy**. 2020. Disponível em: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ. **Governo do Ceará e instituições parceiras lançam HUB de Hidrogênio Verde**. 2021. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2021/02/19/governo-do-ceara-e-instituicoes-parceiras-lancam-hub-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DO JAPÃO. JAPÃO. **Basic Hydrogen Strategy**. 2017. Disponível em: <https://policy.asiapacificenergy.org/node/3698>. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DO JAPÃO. JAPÃO. **The Fifth Strategic Energy Plan**. 2018. Disponível em: https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

GOVERNO DO JAPÃO. JAPÃO. **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: 14 fev. 2022.

HÄNGGI, S. *et al.* A review of synthetic fuels for passenger vehicles. **Energy Reports**, v.5, 555-569, 2019.

HOWARTH, R.; JACOBSON, M. How green is blue hydrogen? **Energy Science & Engineering**, v. 9, n. 10, p. 1676-1687, 2021. Disponível em: <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-38015-etude-energy-science-engineering-hydrogene-bleu.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

HYDROGEN COUNCIL. **Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective**. 2020. Disponível em: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

HySTRA. **Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project between Australia and Japan**. 2021. Disponível em: <http://www.hystra.or.jp/en/project/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ICIS. **Korean chems giant LFC and fertz trader Trammo ink green ammonia MoU**. 2021. Disponível em: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/09/15/10685238/korean-chems-giant-lfc-and-fertz-trader-trammo-ink-green-ammonia-mou/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

IEA. **Iron and steel technology roadmap: towards more sustainable steelmaking**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Global Hydrogen Review 2021**. 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Hydrogen Projects Database**. 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **World Energy Outlook**. 2021c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL PARTNERSHIP FOR HYDROGEN AND FUEL CELLS IN THE ECONOMY – IPHE. **Hydrogen roadmap Korea presenting a vision, roadmap and recommendations for Korea's future hydrogen economy**. 2021. Disponível em: <https://www.iphe.net/republic-of-korea>. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL TRADE ADMINISTRATION – TRADE. **Spanish companies are beginning to invest in renewable hydrogen projects**. 2020. Disponível em: <https://www.trade.gov/market-intelligence/spain-renewable-hydrogen-roadmap>. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY – IRENA. **Hydrogen: a renewable energy perspective**. 2019b. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY – IRENA. **The renewable energy transition in Africa**. 2020. Disponível em: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/March/Renewable-Energy-Transition-Africa_Country_Studies_2021.pdf?la=en&hash=46D8ADDF378CD917C90F85F899B3F2B33A787CB8. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY – IRENA. **Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolysers to meet the 1.5 °C climate goal**. Abu Dhabi: IRENA, 2020b.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY - IRENA. **A renewable energy perspective**. 2019a. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY - IRENA. **Green hydrogen: a guide to policy making**. 2019b. Disponível em: <https://irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>. Acesso em: 14 fev. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY - IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2020**. 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>. Acesso em: 14 fev. 2022.

JAPAN LP GAS ASSOCIATION - LPGAS. **Home-use Fuel Cell (ENE-FARM)**. 2021. Disponível em: <https://www.jlpgas.gr.jp/en/appliances/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

JING, L. *et al.* Carbon intensity of Global Crude Oil Refining and Mitigation Potential. **Nature Climate Change**, v. 10, p. 526–532, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0775-3>. Acesso em: 14 fev. 2022.

JUST HAVE A THINK. **Green Steel**. 2021. Disponível em: <https://www.justhaveathink.com/green-steel/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

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: 23 nov. 2021.

LINDE. **The ionic compressor 50**. 2021. Disponível em: https://www.linde-engineering.com/en/images/DS_IC%2050_tcm19-523715.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

MAERSK. **Maritime industry leaders to explore ammonia as marine fuel in Singapore**. 2021. Disponível em: <https://www.maersk.com/news/articles/2021/03/10/maritime-industry-leaders-to-explore-ammonia-as-marine-fuel-in-singapore>. Acesso em: 14 fev. 2022.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES – MCTIC. **Plano de ciência, tecnologia e inovação para energias renováveis e biocombustíveis 2018 – 2022**. 2018. Disponível em: <https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/tecnologia/tecnologiasSetoriais/Plano-de-Ciencia-Tecnologia-e-Inovacao-Para-Energias-Renovaveis-e-Biocombustiveis.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **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/HidrogenioRelatriodiretrizes.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudo de caso na indústria de metanol**. 2019. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Meta-nol%20\(002\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Meta-nol%20(002).pdf). Acesso em: 14 fev. 2022.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Bases para a consolidação da estratégia brasileira do Hidrogênio**. 2021b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20(1).pdf). Acesso em: 14 fev. 2022.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Nacional de Energia**: 2050. p. 187-189. 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: 14 fev. 2022.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço energético nacional**: base 2020. 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

MORIS, G. **Will hydrogen be the new energy for glass making**. 2020. Disponível em: <https://www.glass-international.com/features/will-hydrogen-be-the-new-energy-carrier-for-glassmaking>. Acesso em: 14 fev. 2022.

NABERTHERM. **Tilting Furnaces K DATA SHEET. 2021**. Disponível em: https://nabertherm.com/sites/default/files/2021-07/foundry_english.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **Hydrogen Demand and Resources Analysis (HyDRA)**. 2021. Disponível em: <https://maps.nrel.gov/hydra/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

NIKKEI ASIA. **China’s hydrogen roadmap**: 4 things to know. 2021. Disponível em: <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Caixin/China-s-hydrogen-roadmap-4-things-to-know>. Acesso em: 14 fev. 2022.

NIKOLAIDIS, P; POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 597-611, 2017.

NOUSSAN, M. *et al.* 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.

NOWERGIAN PETROLEUM DIRECTORATE – NPD. **Exports of oil and gas**. 2021. Disponível em: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

NOW-GMBH. **Factsheet**: hydrogen and fuel cell technology in China. 2021. Disponível em: <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/Factsheet-China-FC-EN.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

NUTEC BICKLEY. **Industrial kilns for ceramics**. 2021. Disponível em: <https://www.nute-bickley.com/what-we-do/ceramic-kilns/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

O GLOBO. **Embraer revela 4 aviões movidos a energias alternativas, de células de combustível a hidrogênio**. 2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/inovacao/noticia/2021/11/08/embraer-revela-4-avioes-movidos-a-energias-alternativas-de-celulas-de-combustivel-a-hidrogenio.ghtml>. Acesso em: 14 fev. 2022.

OLAH G. **Beyond oil and gas: the methanol economy**”beyond oil and gas: the methanol economy. 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/anie.200462121>. Acesso em: 14 fev. 2022.

OUR WORLD IN DATA. **Brazil: what are the country’s annual CO₂ emissions?** 2021. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2/country/brazil?country=~BRA#what-are-the-country-s-annual-co2-emissions>. Acesso em: 14 fev. 2022.

PANDEV, M. *et al.* **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. EVS30 SYMPOSIUM**, Stuttgart, out. 9-11, 2017.

PARKINSON, B. *et al.* **Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes. Energy & Environmental Science**, v. 12, 19-40, 2019.

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: 14 fev. 2022.

PV MAGAZINE. **Fortescue delegation meets with Jordanian government to explore green hydrogen opportunities**. 2021. Disponível em: <https://www.pv-magazine-australia.com/2021/04/14/fortescue-delegation-meets-with-jordanian-government-to-explore-green-hydrogen-opportunities/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

RECHARGE. **Vast majority of green hydrogen projects may require water desalination**. 2021. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/vast-majority-of-green-hydrogen-projects-may-require-water-desalination-potentially-driving-up-costs/2-1-1070183>. Acesso em: 14 fev. 2022.

RECHARGE. **South Korea aims to burn millions of tonnes of clean hydrogen and ammonia for giga-scale power production**. 2021a. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/south-korea-aims-to-burn-millions-of-tonnes-of-clean-hydrogen-and-ammonia-for-giga-scale-power-production/2-1-1099333>. Acesso em: 14 fev. 2022.

RECHARGE. **New Clean Hydrogen production tax credit up to \$3/kg approved by US House, paving way for cheap green H₂**. 2021b. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/new-clean-hydrogen-production-tax-credit-of-up-to-3-kg-approved-by-us-house-paving-way-for-cheap-green-h2/2-1-1102245>. Acesso em: 14 fev. 2022.

REN, J. *et al.* Current research trends and perspectives on materials-based hydrogen storage solutions: a critical review. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 1, p. 289-311, 2017.

REUTERS. **China to add at least 90 GW wind and solar capacity to the grid in 2021**. 2021. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/china-add-least-90-gw-wind-solar-capacity-grid-2021-2021-05-20/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

RITCHIE H. **Sector by sector**: where do global greenhouse gas emissions come from? 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>. Acesso em: 14 fev. 2022.

S & P GLOBAL. **UAE investing in green and blue hydrogen projects as part of clean energy move**: official. 2020. Disponível em: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/101920-uae-investing-in-green-and-blue-hydrogen-projects-as-part-of-clean-energy-move-official>. Acesso em: 14 fev. 2022.

SANTOS, A. L.; CEBOLA, M. J.; SANTOS, D. M. F. Towards the hydrogen economy: a review of the parameters that influence the efficiency of alkaline water electrolyzers. **Energies**, v. 14, p. 3193, 2021.

SANTOS, D. M. F.; SEQUEIRA, C. A. C.; FIGUEIREDO, J. L. Hydrogen Production by Alkaline Water Electrolysis. **Química Nova**, v. 36, n. 8, p. 1176-1193, 2013.

SANTOS, V; OHARA, A. **Desafios e Oportunidades para o Brasil com o Hidrogênio Verde**. 2021. Disponível em: <https://br.boell.org/pt-br/2021/05/21/desafios-e-oportunidades-para-o-brasil-com-o-hidrogenio-verde>. Acesso em: 14 fev. 2022.

SIEMENS. **Siemens energy supports Egypt to develop green hydrogen industry**. 2021. Disponível em: <https://press.siemens-energy.com/mea/en/pressrelease/siemens-energy-supports-egypt-develop-green-hydrogen-industry>. Acesso em: 14 fev. 2022.,

SSAB. **HYBRIT**: a new revolutionary steelmaking technology. 2021. Disponível em: <https://www.ssab.co.uk/fossil-free-steel/hybrit-a-new-revolutionary-steelmaking-technology>. Acesso em: 14 fev. 2022.

STAFFELL, I. *et al.* The Role of Hydrogen and Fuel Cells in the Global Energy System. **Energy & Environmental Science**, v. 12, p. 463-491, 2019.

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 ECONOMIST. **Creating the new hydrogen economy is a massive undertaking.** 2021a. Disponível em: <https://www.economist.com/briefing/2021/10/09/creating-the-new-hydrogen-economy-is-a-massive-undertaking?linkId=135137851>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE ECONOMIST. **How cement may yet help slow global warming.** 2021b. Disponível em: <https://www.economist.com/science-and-technology/how-cement-may-yet-help-slow-global-warming/21806083>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE ECONOMIST. **Creating the new hydrogen economy is a massive undertaking.** 2021c. Disponível em: <https://www.economist.com/briefing/2021/10/09/creating-the-new-hydrogen-economy-is-a-massive-undertaking>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE ECONOMIST. **All manner of industries are piling into the hydrogen rush.** 2021d. Disponível em: <https://www.economist.com/business/2021/10/23/all-manner-of-industries-are-piling-into-the-hydrogen-rush>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE OBSERVATORY OF ECONOMIC COMPLEXITY – OEC. **Hydrogen.** 2020. Disponível em: <https://oec.world/en/profile/hs92/2804/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. **Egypt's Low Carbon Hydrogen Development Prospects.** 2021. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/11/Egypt-Low-Carbon-Hydrogen-Development-Prospects-ET04.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. **The geopolitics of energy: out with the old and in with the new?**, n. 126, fev. 2021. Disponível em: <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2021/02/OEF-126.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE ROYAL SOCIETY – RSC. **Sustainable synthetic carbon-based fuels for transport: policy briefing.** 2019. Disponível em: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/synthetic-fuels/synthetic-fuels-briefing.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

THE WASHINGTON POST. **E.U. labels natural gas and nuclear energy 'green,' prompting charges of 'greenwashing'.** 2022. Disponível em: <https://www.washingtonpost.com/world/2022/02/02/green-energy-gas-nuclear-taxonomy/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

TOTAL. **Petroleum products: energy efficiency and biofuels.** 2021. Disponível em: <https://totalenergies.com/group/commitment/climate-change/petroleum-products-energy-efficiency-biofuels>. Acesso em: 14 fev. 2022.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY – DOE. **Hydrogen program.** 2021. Disponível em: <https://www.hydrogen.energy.gov/budget.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

UNITED NATIONS. **Net-Zero banking alliance reaches milestone with over 90 banks committed**. 2021. Disponível em: <https://www.unepfi.org/news/industries/banking/net-zero-banking-alliance-reaches-milestone-with-90-banks-committed/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

UNIVERSITÄT BAYREUTH. **Groundbreaking ceremony for the electrolysis plant in Wunsiedel**. 2021. Disponível em: <https://www.wasserstoff.uni-bayreuth.de/en/news/2021/2021-07-12-groundbreaking-electrolysis-wunsiedel/index.html>. Acesso em: 14 fev. 2022.

VAN WIJK, A. *et al.* **North Africa – Europe hydrogen manifesto**. 2019. Disponível em: <https://dii-desertenergy.org/wp-content/uploads/2019/12/Dii-hydrogen-study-November-2019.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2022.

VISEDO, G.; PECCHIO, M. **Roadmap Tecnológico do Cimento**. 2019. Disponível em: https://coprocessamento.org.br/wp-content/uploads/2019/11/Roadmap_Tecnologico_Cimento_Brasil_Book-1.pdf. Acesso em: 14 fev. 2022.

WEHINGER, F. E; RAAD, S. **The MENA region's 'green hydrogen rush**. 2020. Disponível em: <https://www.ips-journal.eu/regions/middle-east/the-mena-regions-green-hydrogen-rush-4540>. Acesso em: 14 fev. 2022.

WEITKAMP, Jens. Catalytic Hydrocracking-Mechanisms and Versatility of the Process. **ChemCatChem**, n. 4, p. 292-306, 2012. Disponível em: DOI:10.1002/cctc.201100315. Acesso em: 14 fev. 2022.

WORLD ENERGY COUNCIL – WEC. **International hydrogen strategies: a study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany**. 2020. Disponível em: <https://www.wec-austria.at/en/international-hydrogen-strategies/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

YAN, Y. *et al.* Process simulations of blue hydrogen production by upgraded sorption enhanced steam methane reforming (SE-SMR) processes. **Energy Conversion and Management**, v. 222, 113144, 2020.

YANG, C.; OGDEN, J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. **International Journal of Hydrogen Energy**, v, 32, 268-286, 2006.

ZEROAVIA. **Website institucional**. 2021. Disponível em: <https://www.zeroavia.com/>. Acesso em: 14 fev. 2022.

ZOHURI, B. **Hydrogen energy: challenges and Solutions for a Cleaner Future**. Springer, Cham, 283, 2019.

CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS – DRI

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora de Relações Institucionais

Gerência Executiva de Meio Ambiente e Sustentabilidade – GEMAS

Davi Bomtempo
Gerente Executivo de Meio Ambiente e Sustentabilidade

Juliana Falcão
Gerente de Clima e Energia

Danielle Guimarães
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM

Ana Maria Curado Matta
Diretora de Comunicação

Gerência de Publicidade e Propaganda

Armando Uema
Gerente de Publicidade e Propaganda

Armando Uema
Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato
Diretor de Serviços Corporativos

Superintendência de Administração – SUPAD

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Superintendente Administrativo

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

Edmar de Almeida
Eloy Fernandez y Fernandez
Florian Pradelle
Luis Mendonça
Sergio Cartinheiras
Yiannis Chanis
Consultores

Renata Portella
Revisão Gramatical

Editorar Multimídia
Projeto Gráfico e Diagramação

 .cni.com.br

 /cni brasil

 @CNI_br

 @cnibr

 /cniweb

 /company/cni-brasil



9 786586 075533



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA