



Cadeia de valor do hidrogênio renovável: uma revisão

Igor de Souza Fonseca

Orientadores:

Professor Doutor Luís Manuel Frólén Ribeiro

Professor Doutor Israel Teodoro Mendes

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Cadeia de valor do hidrogênio renovável: uma revisão

Dissertação submetida à Escola Superior de Tecnologia e Gestão, do Instituto Politécnico de Bragança, no âmbito do programa de dupla diplomação, em parceria com o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, para a obtenção de Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Igor de Souza Fonseca

2024

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Dedicatória

Em memória de Maria do Rosário, cujo legado e paixão pelo conhecimento continuam a me inspirar diariamente.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Agradecimentos

Agradeço a todos que tornaram possível a conclusão desta jornada. Em primeiro lugar, agradeço a Deus pela força, sabedoria e oportunidade.

Aos meus orientadores Doutor Luís Manuel Frölen Ribeiro e Doutor Israel Teodoro Mendes, pela orientação acadêmica, conselhos valiosos e pela confiança.

À minha família, por seu amor incondicional, apoio e compreensão ao longo de todos os desafios que enfrentei durante este período.

À Bruna, por sua paciência, incentivo e por estar sempre ao meu lado, mesmo nos momentos mais difíceis.

À memória da minha querida avó, que partiu durante essa jornada. Sua força e amor permanecerão sempre vivos em meu coração.

Aos meus amigos, fonte inesgotável de alegria e suporte e a todos os professores, colegas e funcionários do CEFET-MG e do Instituto Politécnico de Bragança, os meus mais sinceros agradecimentos. Cada contribuição foi fundamental.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Resumo

Nesta dissertação é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o hidrogênio renovável, investigando o atual cenário das pesquisas pertinentes à produção, transporte, armazenamento, distribuição, logística e infraestrutura, necessárias à manutenção da sua cadeia de valor. Este estudo foi conduzido através de uma revisão de artigos nas bases de dados *Scopus* e *Web of Science*, buscando extrair as informações mais relevantes sobre o tema. Desde a década de 90, o número de publicações sobre hidrogênio renovável aumentou 310600%. Encontrou-se 12467 artigos sobre o tema, sendo apenas 284 relacionados à sua cadeia de valor. Desse total, apenas 52 publicações contribuem com o avanço de algum dos pilares da cadeia. Submeteu-se essas publicações à análises quantitativas e qualitativas. Apenas 30,77% delas trabalham mais de um dos elementos da cadeia e apenas 5,76% relacionam três ou mais elementos da cadeia de hidrogênio renovável. Os resultados indicam a inexistência de estudos de impacto sobre o tema, que considerem os diversos aspectos da cadeia de valor do hidrogênio renovável. Destaca-se a disparidade entre as aspirações políticas e o cenário atual do hidrogênio renovável. Essa inconsistência reforça a necessidade de investimentos em infraestrutura, além de metas e prazos mais exequíveis para a transição energética. É necessário aceitar que este é um processo lento e que os prazos anunciados nos acordos para descarbonização até 2050 são irrealistas.

Palavras-chave: Hidrogênio renovável, hidrogênio verde, cadeia de valor, energia renovável.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Abstract

In this dissertation, a literature review on renewable hydrogen is presented, investigating the current landscape of research relevant to its production, transportation, storage, distribution, logistics, and infrastructure necessary for maintaining its value chain. This study was conducted through a review of articles in the Scopus and Web of Science databases, aiming to extract the most pertinent information on the topic. Since the 1990s, the number of publications on renewable hydrogen has increased by 310600%. A total of 12467 articles were found on the subject, with only 284 related to its value chain. Among these, only 52 publications contribute to advancing any of the pillars of the chain. These publications were subjected to quantitative and qualitative analyses. Only 30.77% of them address more than one element of the chain, and only 5.76% relate to three or more elements of the renewable hydrogen chain. The results indicate the absence of impact studies on the subject that consider the various aspects of the renewable hydrogen value chain. There is a notable disparity between political aspirations and the current landscape of renewable hydrogen. This inconsistency underscores the need for investments in infrastructure, as well as more achievable goals and timelines for energy transition. It is necessary to acknowledge that this is a slow process and that the deadlines announced in decarbonization agreements until 2050 are unrealistic.

Keywords: Renewable hydrogen, green hydrogen, value chain, renewable energy.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Índice

1	Introdução	1
2	Fundamentos teóricos e estado da arte	3
2.1	Hidrogênio	3
2.2	Produção de hidrogênio	4
2.2.1	Eletrólise de água	4
2.2.2	Reforma a vapor do gás natural	5
2.2.3	Reforma de biogás	6
2.2.4	Gaseificação de carvão	6
2.2.5	Gaseificação de biomassa	6
2.3	Armazenamento, distribuição e transporte de hidrogênio	7
2.4	Aplicações de hidrogênio	8
2.5	Uso global de hidrogênio	9
2.6	Estratégia europeia para o hidrogênio renovável	10
3	Materiais e Métodos	14
3.1	Enquadramento das bases para a cadeia de hidrogênio renovável	14
3.2	Recursos e processo de revisão	15
3.2.1	Fontes de pesquisa	15
3.2.2	Processo de revisão	15
4	Resultados e discussão	18

4.1	Descrição dos resultados	18
4.1.1	Tendência de publicação por ano	19
4.1.2	Tendência de publicação por continente	20
4.1.3	Assunto e área das publicações	22
4.1.4	Publicações selecionadas para discussão	23
4.2	Análise de conteúdo	24
4.2.1	Análise técnico-econômica para uma cadeia de fornecimento de hidrogênio na Irlanda	25
4.2.2	Layout genérico para a implementação e operação de um posto de reabastecimento de H_2 com produção local	26
4.2.3	Análise técnico-econômica baseada no custo nivelado do hidrogênio	26
4.2.4	Publicações focadas na produção	28
4.2.5	Publicações focadas em análises técnico-econômicas	34
4.2.6	Publicações focadas em estudos de caso	36
4.2.7	Publicações focadas em modelagens e simulações	38
4.2.8	Publicações focadas em armazenamento	39
4.3	Cenário atual do hidrogênio renovável	42
5	Conclusão e trabalhos futuros	48

Lista de Tabelas

2.1	Classificação do hidrogênio segundo a resolução do Parlamento Europeu de 2020 [2]	4
3.1	Etapas de triagem das publicações	16
4.1	Publicações por continente	21
4.2	Situação do H_2 no Brasil segundo o Instituto das Américas	22
4.3	Grupos de palavras chave	23
4.4	Conteúdo das publicações selecionadas	24
4.5	Classificação dos artigos referentes a produção	29
4.6	Síntese do LCOH de H_2 das análises técnico-econômicas	36
4.7	Reservas naturais de hidrogênio (adaptado) [76] [19]	44

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Lista de Figuras

2.1	Potencial de exportação do hidrogênio renovável [20]	11
4.1	Publicações por ano com os termos “ <i>renewable hydrogen</i> ” ou “ <i>green hydrogen</i> ” na <i>Scopus</i> e <i>Web of Science</i>	19
4.2	Publicações por ano que tratam das bases para uma cadeia de valor de hidrogênio renovável	20
4.3	Projetos atuais e futuros de armazenamento de hidrogênio em cavernas de sal e formações geológicas em todo o mundo [73]	40
4.4	Manchetes sobre hidrogênio renovável (adaptado) [78]	46

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Acrônimos e Siglas

AD-PEMFC Células a combustível de membrana eletrolítica de polímero com digestão anaeróbica.

AFIR Regulamento de infraestrutura para combustíveis alternativos.

ALK Eletrolisador alcalino.

APWEL Eletrólise de água com eletrólito de polímero alcalino.

Capex Despesas de capital.

CCUS Captura, utilização e armazenamento de carbono.

CPV Sistema fotovoltaico concentrado.

DRM Reforma seca de metano.

FADH Desidrogenação de ácido fórmico.

GEE Gases do efeito estufa.

GF-PEMFC Células a combustível de membrana eletrolítica de polímero com gaseificação.

GNL Gás natural liquefeito.

HPP Usina hidrelétrica.

HPR Taxa de produção de hidrogênio.

HRS Estação de reabastecimento de hidrogênio.

HTE Eletrólise de alta temperatura.

LH₂ Hidrogênio líquido.

LCOE Custo nivelado do eletricidade.

LCOH Custo nivelado do hidrogênio.

LOHC Transportador líquido orgânico de hidrogênio.

MD Destilação por membrana.

MDHX Trocador de calor para despoejamento metálico.

MDHX-EC Trocador de calor para despoejamento metálico com componente eletroquímico.

MO Ciclo termoquímico de óxido metálico.

MPC Modelo de controle preditivo.

Mt Mega tonelada.

P2G *Power to gas*.

PEC Sistema fotoeletroquímico.

PEM Eletrolisador de membrana de troca de prótons.

PEMFC Célula a combustível de membrana de troca de prótons.

PtX *Power to X*.

PV-E Sistema fotovoltaico conectado a um eletrolisador de água.

RSU Resíduos sólidos urbanos.

SER Reforma a vapor de etanol.

SESR Reforma de vapor aprimorada por sorção.

SMR Reforma de metano a vapor.

SOEC Eletrolisador de óxido sólido.

SOFC Célula de combustível de óxido sólido.

TRL Nível de maturidade tecnológica.

UE União Europeia.

WACC Aumento do custo médio ponderado de capital.

WGS Deslocamento água-gás.

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Capítulo 1

Introdução

O objetivo principal deste estudo é realizar uma revisão bibliográfica do tema hidrogênio renovável, investigando os pilares da sua cadeia de valor. Os pilares são: produção, transporte, armazenamento, distribuição, logística e infraestrutura.

A produção de hidrogênio renovável é atualmente um dos tópicos mais relevantes em sistemas de energia renováveis [1]. Devido à sua versatilidade como matéria-prima, combustível e vetor de transporte ou armazenamento de energia, com inúmeras aplicações na indústria, transportes e eletricidade, o hidrogênio tem recebido atenção mundial, oferecendo uma solução para descarbonizar os processos industriais e os setores econômicos em que a redução das emissões de carbono é urgente e difícil de alcançar. Tudo isto torna o hidrogênio essencial para apoiar o compromisso da União Europeia, de alcançar a neutralidade carbônica até 2050 [2].

Para análise da literatura existente sobre o tema, realizou-se uma revisão bibliográfica nas bases de dados *Scopus e Web of Science*. Os artigos passaram por triagem, classificação e análise, para extrair as informações mais relevantes pertinentes ao tema.

Embora o hidrogênio renovável seja promovido como um elemento central na transição para a neutralidade carbônica nas estratégias de diversos países, é crucial questionar se essas perspectivas estão verdadeiramente alinhadas com a complexidade e os desafios reais da implantação dessa tecnologia.

O presente estudo está estruturado em cinco capítulos, sendo o primeiro a introdução,

1. Introdução

o segundo o embasamento teórico e o estado da arte referente ao hidrogênio renovável. O terceiro capítulo apresenta os materiais e métodos utilizados para a análise dos dados. O quarto apresenta os resultados e discussão e o quinto apresenta a conclusão e trabalhos futuros.

Esta dissertação é parte do programa de dupla diplomação do Instituto Politécnico de Bragança (IPB), em parceria com o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG). O idioma adotado no presente documento é o português brasileiro.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos e estado da arte

Este capítulo contextualiza a temática do hidrogênio renovável, desde os meios de produção, até a sua utilização em escala global, para posterior revisão bibliográfica.

2.1 Hidrogênio

O hidrogênio (H) é um elemento químico gasoso, inodoro, insípido, incolor sem toxicidade. É inflamável e tem grande potencial de armazenamento energético. O hidrogênio é o elemento mais abundante do universo e sua forma mais estável é constituída por dois átomos de hidrogênio, formando uma molécula de gás de hidrogênio (H_2) [3]. O hidrogênio é um vetor energético, ou seja, um armazenador de energia. O H_2 não é encontrado na natureza em grandes quantidades. Para utilização energética, ele deve ser extraído de uma fonte primária [4]. Este processo de extração normalmente implica gasto de eletricidade. A energia fornecida pelo hidrogênio é menor do que a energia requerida na sua obtenção, porém, ele é estratégico devido à vantagens ambientais. A principal delas é que as reações químicas associadas à sua conversão em eletricidade não emitem gases do efeito estufa (GEE) [5].

Apesar da ampla utilização do esquema de cores na classificação do hidrogênio segundo

seu modo de obtenção e cadeia produtiva, não existia um padrão para essa classificação, o que tornava este processo complexo num contexto internacional. A resolução do Parlamento Europeu de 08 de julho de 2020, institui uma classificação uniforme em toda a UE [2]. A tabela 2.1 apresenta a classificação estabelecida pela resolução do Parlamento Europeu.

Tabela 2.1: Classificação do hidrogênio segundo a resolução do Parlamento Europeu de 2020 [2]

Categoria	Descrição
Hidrogênio eletrolítico	Produção através da eletrólise da água independentemente da fonte de energia elétrica.
Hidrogênio renovável	Produção através da eletrólise da água em que a fonte de energia elétrica é renovável; reforma de biogás ou conversão bioquímica de biomassa.
Hidrogênio limpo	Refere-se ao hidrogênio renovável.
Hidrogênio fóssil	Produção através de processos que utilizam combustíveis fósseis como matéria-prima.
Hidrogênio fóssil com captura de carbono	Subcategoria do hidrogênio fóssil que implica na captura de GEE emitidos durante produção.
Hidrogênio hipocarbônico	Hidrogênio fóssil com captura de carbono e hidrogênio eletrolítico com redução de emissão de GEE.

2.2 Produção de hidrogênio

A produção de H_2 é classificada pelo seu modo de obtenção, podendo ser fóssil, hipocarbônico ou renovável [2]. Os meios de obtenção do H_2 são apresentados nas próximas subseções.

2.2.1 Eletrólise de água

O processo de eletrólise consiste na passagem uma corrente elétrica entre dois eletrodos imersos num eletrólito para separação eletroquímica dos componentes da água. Considerando-se a obtenção de hidrogênio renovável, a energia utilizada no processo deve ser de uma fonte renovável [6].

O hidrogênio produzido na eletrólise é altamente puro e normalmente utilizado em células de combustível. O principal problema associado à técnica, é que o vapor, apesar de útil na umidificação da célula de combustível, se torna um contaminante. Este vapor provoca a corrosão nos equipamentos de compressão, armazenamento e transporte, e pode ser responsável por danos em válvulas e tubulações quando congelado. Para minimizar estes danos, os eletrolisadores normalmente possuem torres dessecantes regenerativas, o que ocasiona perdas em torno de 10% [7].

No mercado, existem atualmente três principais tecnologias de eletrolisadores, diferenciadas pela temperatura de produção associada e pelo eletrólito utilizado. Essas tecnologias são: eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM, *Proton Exchange Membrane*), eletrolisadores de óxido sólido (SOEC, *Solid Oxide Electrolysis Cell*) e eletrolisadores alcalinos (ALK, *Alkaline Electrolyzer*) [8].

2.2.2 Reforma a vapor do gás natural

A reforma a vapor do gás natural é o método mais barato de produzir hidrogênio e é usado para cerca de metade da produção mundial, representando 96% da produção nos EUA [9] [10].

O gás natural é rico em metano (CH_4), e combinado ao vapor por meio de processos térmicos, pode produzir hidrogênio. Nesta abordagem, o vapor é mantido a temperaturas entre 700 °C e 1000 °C, e pressões entre 300 kPa e 2500 kPa. O vapor reage com CH_4 na presença de um catalisador, em geral à base de níquel, produzindo hidrogênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono. Este processo é conhecido como reforma de metano a vapor (*SMR, Steam methane reforming*). O mesmo processo também pode ser realizado substituindo-se o CH_4 por gasolina, diesel e etanol [10]. Atualmente, o SMR é a tecnologia líder para a produção de H_2 a partir de gás natural ou hidrocarbonetos leves [8].

2.2.3 Reforma de biogás

O H_2 pode ser obtido através do biogás. A reforma de biogás pode ser realizada por diferentes métodos, como a reforma a vapor, reforma a seco ou por ambas.

Na reforma a seco, o biogás é aquecido a altas temperaturas, geralmente acima de 800 °C, na presença de um catalisador, sem adição de vapor de água. Na reforma a vapor, o biogás é misturado com vapor de água e segue o mesmo processo da SMR [11].

O biogás produzido é utilizado como insumo em uma planta de reforma a vapor, como alimentação para fornecer o calor necessário para o reator [11].

Vale ressaltar que, para que o hidrogênio proveniente da reforma de biogás seja considerado renovável, não deve existir emissão de GEE e as fontes de energia utilizadas devem ser renováveis.

2.2.4 Gaseificação de carvão

O processo de gaseificação de carvão gera diversos produtos, como combustíveis líquidos, químicos e hidrogênio. Neste processo, o carvão reage com H_2 , O_2 e vapor sob alta pressão, dando origem a uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio (gás de síntese). Esse processo ainda gera hidrogênio e carbono devido às reações de deslocamento água-gás. Posteriormente, o hidrogênio puro é separado e o carbono pode ser capturado, o que reduz a emissão de GEE, mas aumenta os custos [10].

2.2.5 Gaseificação de biomassa

A biomassa é um recurso energético potencial de transformação química, térmica, biológica e física, podendo ser convertida em eletricidade, calor, carvão, bio-óleo, hidrogênio e gás de síntese [12].

A gaseificação de biomassa implica na utilização de processos térmicos em matéria orgânica ou baseada em combustíveis fósseis e sua transformação em dióxido de carbono, monóxido de carbono e hidrogênio. Neste processo, semelhante à gaseificação de carvão,

ocorre a quebra química da biomassa por ação do calor, vapor e oxigênio.

Existem diversos outros métodos de produção de hidrogênio, mas estes ainda se encontram nos estágios iniciais de maturidade tecnológica (TRL, *Technology readiness level*), não sendo possível aplicá-los a escala comercial [11].

Alguns exemplos são a decomposição fotoeletroquímica/fotocatalítica e a separação termoquímica da água. A produção de bio hidrogênio, composta pelos métodos de biofotólise direta, biofotólise indireta, foto fermentação, fermentação escura e eletrólise biocatalisada, também não são comercialmente exploradas.

2.3 Armazenamento, distribuição e transporte de hidrogênio

As principais possibilidades para o armazenamento de hidrogênio são: na fase gasosa comprimida, líquido, ou agregado física ou quimicamente, por exemplo a amônia. Para fins de armazenamento e transporte, é comum utilizar-se a criogenia ou compressão, devido à baixa densidade do gás hidrogênio [8].

A compressão consiste no armazenamento em cilindros de aço, de hidrogênio na fase gasosa à 80.047 kPa. Este processo também pode ser empregado em larga escala em cavernas de sal, campos de gás esgotados, e em alguns casos, em gasodutos. Na compressão, as perdas são de aproximadamente 13%. Na criogenia, o gás é arrefecido à $-252,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, mantendo-se em estado líquido, o que torna o tanque de armazenamento muito mais leve se comparado ao de hidrogênio comprimido. Porém, com perdas que podem chegar aos 40% [8].

A escolha da tecnologia para armazenamento e transporte do hidrogênio deve levar em consideração o tipo de uso, os critérios de pureza e necessidade de armazenamento de longo prazo.

Nesse sentido, o transporte de hidrogênio liquefeito (LH_2 , Liquid hydrogen) apresenta maior facilidade para a distribuição ferroviária ou rodoviária, como para casos de estações

de reabastecimento de veículos. Apesar da maior facilidade no transporte, o LH_2 apresenta elevadas perdas diárias no armazenamento e baixa densidade de energia volumétrica quando comparado ao hidrogênio convertido em amônia (NH_3).

O NH_3 apresenta vantagens comparativas ao transportador líquido orgânico de hidrogênio (LOHC, *Liquid organic hydrogen carriers*) e ao LH_2 , quando considerada a ausência da necessidade de reconversão do NH_3 para H_2 . Essa vantagem ocorre tanto na aplicação do composto na indústria de fertilizantes, quanto como combustível marítimo, ou na combustão para geração de força.

Os níveis de pureza da NH_3 são inferiores ao LH_2 e devido ao seu grau de toxicidade, seu armazenamento em áreas residenciais é restrito. O LOHC pode fazer uso da infraestrutura de diesel já disponível e armazenar hidrogênio por longos períodos sem perdas consideráveis, ao contrário do LH_2 . Apesar disso, o processo de desidrogenação do LOHC exige elevadas quantidades de calor, o que gera custos adicionais [13].

Estima-se um valor de 0,92 €/kg H_2 para o transporte na forma gasosa e 1,50 €/kg H_2 para o transporte como amônia, já considerando o custo de reconversão. Para distâncias inferiores a 1.500 km, o transporte por dutos é a opção mais barata [13]

Tratando-se do transporte via navio, o custo aumenta à medida que distância de transmissão aumenta. Isso se deve à necessidade de um número maior de navios, a distâncias de viagem mais longas e armazenamento adicional. Neste caso, o custo de conversão e movimentação de hidrogênio para uma distância de 1500 km por navio como LOHC é 0,55 €/kg H_2 , como amônia é 1,11 €/kg H_2 e como hidrogênio líquido é 1,84 €/kg H_2 (preços de 2022) [13].

2.4 Aplicações de hidrogênio

O hidrogênio é utilizado em escala industrial em diversas aplicações, como reagente na produção de fertilizantes, no tratamento de alimentos, como material de refino e tratamento de metais. Além das aplicações citadas, ele tem sido tema de grande discussão pela sua aplicação como combustível, tanto para automóveis, quanto em propulsores no

setor espacial. Também se tem discutido o seu potencial para geração de eletricidade em células de combustível por meio de reações eletroquímicas [14].

Atualmente, uma das aplicações mais difundidas do hidrogênio é como reagente na produção de NH_3 . Ele é a principal matéria-prima para a produção de fertilizantes e consome cerca de 50% de todo o hidrogênio produzido em escala global (aproximadamente 47 Mt/ano) [14].

Outro setor apontado como promissor para o hidrogênio é o automobilístico, embora na Europa, apenas Honda, Hyundai e Toyota tenham um modelo comercial, movidos a hidrogênio disponíveis para a venda [15]. Além disso, a Europa contava com apenas 254 postos de abastecimento de hidrogênio registrados até o final de 2022 [15]. O maior desafio para a expansão, ainda é o custo real em comparação com o processamento e armazenamento de outros gases e alternativas energéticas [14].

2.5 Uso global de hidrogênio

O uso de hidrogênio atingiu 94 Mt em 2021, recuperando-se acima dos níveis pré-pandêmicos (90 Mt em 2019) e contendo energia igual a cerca de 2,5% do consumo final global. A maior parte do aumento veio de usos tradicionais em refino e indústria, embora a procura por novas aplicações tenha crescido para cerca de 40 mil toneladas (60% maior em relação a 2020) [16].

Em contraste à eletricidade renovável, ainda não existe um mercado estruturado para o hidrogênio renovável. Embora grandes quantidades de hidrogênio sejam atualmente usadas na indústria de refino de petróleo e na produção de fertilizantes amoníacos, ele é produzido principalmente a partir de combustíveis fósseis com altas emissões de CO_2 [17] [18].

Em 2022, a produção global de hidrogênio atingiu 95 Mt, (1% de aumento comparado a 2021). Desse total, apenas 0,7% era de produção de baixo carbono, quase todo obtido pela reforma a vapor com uso de tecnologia de captura e armazenamento de carbono [19].

A produção de hidrogênio renovável em 2022 foi quase inexistente. Mesmo assim, diversos países têm contribuído para o posicionamento do hidrogênio renovável como um

pilar de suas estratégias para o setor de energia, como observado no regulamento (UE) 2021/1119 do Parlamento Europeu e do conselho de 30 de junho de 2021.

Nove novas estratégias nacionais foram adotadas em toda a Europa desde setembro de 2021, elevando o número total para mais de 28 estratégias. A maioria delas apoiam projetos de escala comercial para produção de hidrogênio renovável e de baixa emissão [16].

O principal indicador para a viabilidade da produção de hidrogênio renovável é o LCOH (*Levelized cost of hydrogen*, Custo nivelado de hidrogênio). O custo Nivelado do Hidrogênio, é um método usado para contabilizar todos os custos operacionais e de capital da produção do hidrogênio, considerando as fases *upstream* (somente a produção), ou seja: o LCOH é o custo de produção para atingir o custo de capital do projeto.

2.6 Estratégia europeia para o hidrogênio renovável

Em 2019, um pacote legislativo europeu foi aprovado para cumprir as metas do Acordo de Paris. Posteriormente, a Comissão Europeia apresentou o Pacto Ecológico Europeu, com o objetivo de atingir emissão líquida zero de GEE até 2050. A Comissão também apresentou um quadro de políticas para mobilizar setores econômicos, visando a descarbonização e a neutralidade de carbono, dividida em três fases.

Na primeira fase (2020-2024), o objetivo é instalar uma capacidade eletrolítica de pelo menos 6 GW para produção de até 1 milhão de toneladas de hidrogênio renovável, buscando descarbonizar a produção atual de hidrogênio, especialmente no setor químico, facilitar o uso em novas aplicações industriais e possivelmente no transporte de cargas pesadas [2].

A segunda fase compreende ao período 2025-2030 e é crucial que o hidrogênio seja integrado como parte essencial de um sistema energético. O objetivo estratégico é instalar uma capacidade eletrolítica de pelo menos 40 GW até 2030, para produção de até 10 milhões de toneladas de hidrogênio renovável na União Europeia (UE) [2].

Na terceira fase (2030-2050), espera-se que as tecnologias de hidrogênio renovável

alcancem a maturidade e sejam amplamente implantadas para descarbonizar setores desafiadores, onde outras alternativas podem não ser viáveis ou têm custos elevados. Nessa fase, a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis deve aumentar significativamente, uma vez que cerca de um quarto dessa eletricidade poderá ser usada para a produção de hidrogênio renovável até 2050 [2].

Tendo em vista que os estados membros da UE têm potenciais diferentes para a produção de hidrogênio renovável, um mercado da UE aberto e competitivo com comércio transfronteiras tem importantes benefícios para a concorrência, a acessibilidade dos preços e a segurança do aprovisionamento de hidrogênio renovável [2].

Para a importação de hidrogênio renovável, devem ser considerados diversos fatores, como a sua distância para os grandes centros de consumo, potencial em energias renováveis, capacidades políticas e econômicas. O potencial para exportação de hidrogênio pode ser observado na figura 2.1.

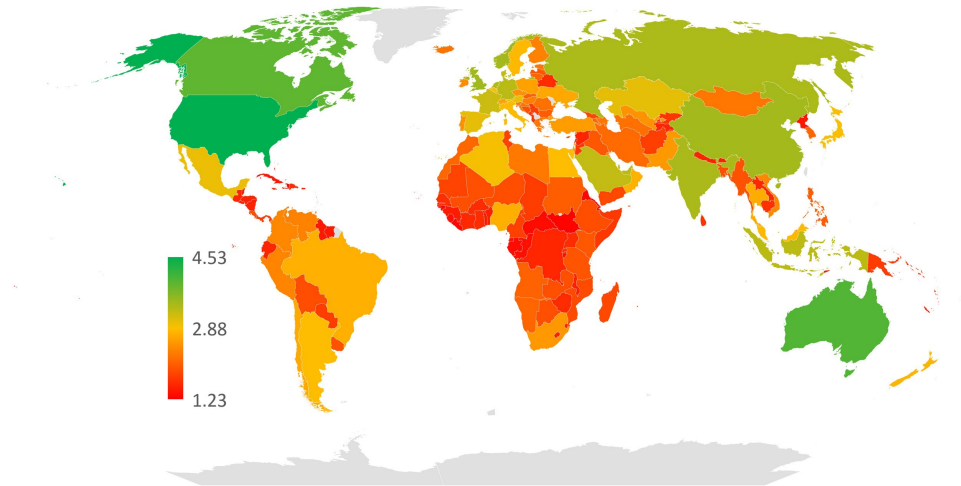


Figura 2.1: Potencial de exportação do hidrogênio renovável [20]

Obteve-se esses valores traçando-se as distâncias médias ponderadas aos centros de procura de todos os países, e posteriormente convertendo-os para uma escala adimensional com valores que variam de 1 (pior indicador) a 5 (melhor indicador) [20].

Valores menores indicam que um país está longe dos centros de procura. Valores maiores indicam estar mais próximo. Os países asiáticos têm a vantagem de estar mais

2. Fundamentos teóricos e estado da arte

próximos dos principais centros de procura (China, Índia, Rússia, Japão e Arábia Saudita). Os países sul-americanos estão em desvantagem por estarem mais distantes [20].

Esta página foi deixada propositalmente em branco.

Capítulo 3

Materiais e Métodos

3.1 Enquadramento das bases para a cadeia de hidrogênio renovável

O hidrogênio renovável é apontado como um dos principais protagonistas para o cumprimento dos acordos e agendas climáticas e de sustentabilidade, que buscam a neutralidade carbônica na Europa, bem como diversos outros países até o ano de 2050.

Para atender a este propósito, é necessário que exista oferta de hidrogênio renovável em grande escala. Esse fator depende da existência de um mercado de hidrogênio renovável, que por sua vez depende de infraestrutura e logística complexas, que se desdobram desde a obtenção de energia renovável a valores competitivos para a sua produção, até o armazenamento, transporte e distribuição até as unidades consumidoras.

Nesse sentido, as bases para existência de uma cadeia de valor para o hidrogênio renovável são:

- Produção de hidrogênio renovável;
- armazenamento;
- transporte;
- distribuição;

- logística;
- infraestrutura;
- utilização.

Definidos os tópicos centrais, é possível investigar se existem estudos que contemplam de maneira satisfatória toda a extensão da cadeia de hidrogênio renovável, assegurando a viabilidade dos diversos projetos para redução de GEE e neutralidade climática previstos até 2050.

3.2 Recursos e processo de revisão

Nesta seção serão descritas as fontes de pesquisa e as etapas da revisão bibliográfica.

3.2.1 Fontes de pesquisa

Para conhecer as tendências dos estudos atuais relacionados ao hidrogênio renovável, realizou-se uma revisão bibliográfica do tema, nas bases de dados *Scopus* e *Web of Science*, nas quais as publicações passam por processos de revisão e curadoria, assegurando a qualidade do acervo.

3.2.2 Processo de revisão

O processo revisional iniciou-se com uma extensa pesquisa e posterior aplicação sequencial de critérios de inclusão e exclusão, tabela **3.1**.

Tabela 3.1: Etapas de triagem das publicações

Critério de inclusão/exclusão	Bases de dados		
	Scopus	Web of Science	Total
1	6681	5786	12467
2	217	67	284
3	210	65	275
4	167	51	218
5	161	51	212
6	161	28	189
7	44	8	52

Os critérios de inclusão e exclusão utilizados na tabela **3.1** são:

1. Inclusão dos artigos contendo os termos “*green hydrogen*” ou “*renewable hydrogen*” nas palavras chave, resumo e título das publicações.
2. Inclusão dos artigos com as palavras chave “*renewable hydrogen production*”, “*renewable hydrogen storage*”, “*renewable hydrogen distribution*”, “*renewable hydrogen transportation*”, “*renewable hydrogen use*”, “*renewable hydrogen infrastructure*”, “*renewable hydrogen logistics*”, “*green hydrogen production*”, “*green hydrogen storage*”, “*green hydrogen distribution*”, “*green hydrogen transportation*”, “*green hydrogen use*”, “*green hydrogen infrastructure*”, “*green hydrogen logistics*”.
3. Exclusão dos artigos contendo o termo “*review*” no título, resumo ou palavras chave.
4. Seleção das publicações nas áreas de energia e engenharia.
5. Seleção das publicações em língua inglesa.

6. Seleção de artigos contendo nas palavras chave, resumo ou título, os termos: "*renewable energies*", "*water electrolysis*", "*biochemical conversion of biomass*" ou "*biogas reforming*".
7. Seleção dos artigos para análise completa, após leitura dos resumos e remoção das publicações repetidas.

Obteve-se 12467 publicações, com apenas 284 dessas publicações contemplando direta ou indiretamente algum dos componentes da cadeia de valor do hidrogênio renovável. 66,55% das publicações foram elegíveis para análise dos resumos e selecionou-se 18,30% para investigação completa.

Conduziu-se uma abordagem quantitativa, verificando-se a distribuição de publicações generalistas sobre a temática do hidrogênio renovável (publicações selecionadas na etapa 1 da triagem).

Realizou-se uma análise das palavras chave presentes nas 189 publicações elegíveis (etapa 6 da triagem). Distribuiu-se as palavras chave em grupos pelos seus temas comuns e avaliou-se o número de vezes em que esses grupos apareciam nas publicações de ambas as bases de dados, para entender os temas mais abordados nesses estudos.

Comparou-se a taxa de crescimento das publicações generalistas sobre hidrogênio renovável às que se relacionavam com elementos da cadeia de hidrogênio.

Conduziu-se uma análise qualitativa nas publicações selecionadas (etapa 7 da triagem). Analisou-se se os artigos sobre os elementos da cadeia de hidrogênio renovável de maneira isolada, ou unificada, como recomendado. Esse fator é importante, porque uma transição desse tipo é altamente complexa e necessita de uma visão ampla. É fundamental levar em consideração cada elemento da cadeia, para que o processo seja o mais sustentável possível.

Apontou-se dentre esses artigos selecionados, quais as temáticas e informações mais relevantes das publicações que tratam tanto da cadeia de hidrogênio de maneira individual, quanto mais abrangente. Finalmente, essas informações são confrontadas com o atual cenário do hidrogênio renovável. Os resultados são apresentados no capítulo seguinte.

Capítulo 4

Resultados e discussão

4.1 Descrição dos resultados

A exclusão de 81,70% do total publicações, explicitada no capítulo anterior, deve-se principalmente à utilização do tema "hidrogênio renovável" como plano de fundo para discussão de agendas ambientais e políticas, sem necessariamente contribuir para o avanço científico em nenhum dos pilares da cadeia de valor do hidrogênio renovável. Essas publicações são em sua maioria relacionadas à emissão de GEE, que apenas citam o hidrogênio renovável como uma das possibilidades para uma transição energética limpa. Outro fator responsável pelo elevado número de exclusões, é o fato de muitos estudos serem focados em aspectos químicos muito específicos.

Esses estudos tratam principalmente de testes com elementos químicos para catalisadores. Apesar dos catalisadores serem fundamentais na produção de hidrogênio, os conteúdos abordados nesses artigos não traziam contribuição direta para a cadeia de valor do hidrogênio renovável.

O pequeno número de publicações que efetivamente contribuem para o tema, se contrapõe às diversas estratégias para alcançar a neutralidade carbônica até 2050. Essas estratégias apresentam o hidrogênio renovável como um dos protagonistas desse processo. Mesmo assim, a maioria desses planos contemplam projetos isolados, que não atendem toda a logística e infraestrutura necessária para a existência de uma cadeia e mercado

sólidos para o hidrogênio renovável.

As seções seguintes apresentam uma abordagem quantitativa e qualitativa das publicações pertinentes à cadeia de hidrogênio renovável.

4.1.1 Tendência de publicação por ano

A quantidade de publicações referentes aos tópicos "*green hydrogen*" e "*renewable hydrogen*" aumentou desde a década de 90, de acordo com a pesquisa realizada nas bases de dados *Scopus* e *Web of Science*. Verifica-se um interesse crescente da academia sobre o tema. O aumento na quantidade de publicações se intensifica após 2020, como explicitado no gráfico, que relaciona a quantidade de publicações por ano, figura 4.1. Esse fenômeno pode ser explicado, dentre outros fatores pela crescente expansão das agendas ambientais e políticas com foco na diminuição da emissão de GEE, que tem o hidrogênio renovável como uma de suas alternativas.

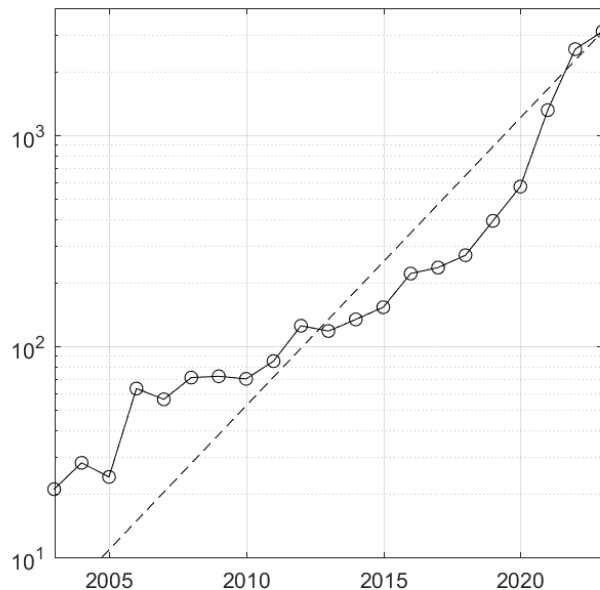


Figura 4.1: Publicações por ano com os termos "*renewable hydrogen*" ou "*green hydrogen*" na *Scopus* e *Web of Science*.

As publicações sobre o tema iniciaram na década de 90, mas eram muito espaçadas

ou inexistentes até os anos 2000. A taxa de crescimento de publicações sobre hidrogênio renovável, de 1990 para 2023 foi de 310600%. De 2020 para 2023 foi de 444,13%.

É notável que estudos relacionados às bases para o estabelecimento de uma cadeia de hidrogênio renovável compreendem apenas a uma pequena fração das publicações apresentadas na figura 4.1.

As publicações que tratam de elementos da cadeia de valor de hidrogênio renovável iniciam apenas em 2006. O número anual de publicações desse tipo foi inexistente ou muito baixo, até 2014, quando houve um grande aumento até o ano de 2023, como explicitado no gráfico, que relaciona a quantidade de publicações por ano, figura 4.2.

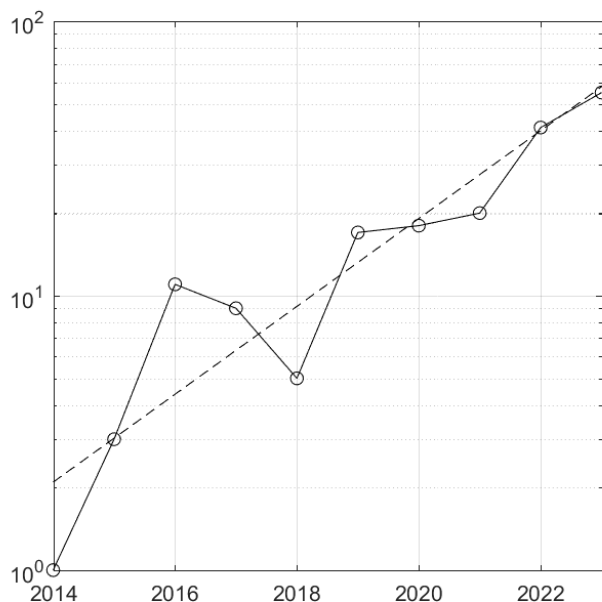


Figura 4.2: Publicações por ano que tratam das bases para uma cadeia de valor de hidrogênio renovável

4.1.2 Tendência de publicação por continente

O mercado global de geração de hidrogênio chegou em 2021 à marca de 107,87 bilhões de euros. Caso todos os projetos catalogados sejam executados, o investimento irá superar a marca de 276,58 bilhões de euros, gastos até 2030. No entanto, apenas 73,75 bilhões de euros já foram aplicados, ou constam em projetos em fase de planejamento [13].

Existem roteiros de hidrogênio estabelecidos em mais de 30 países. Desses, 85% encontram-se na Europa, Ásia e Austrália [13]. Não é diferente relativamente ao número de publicações. A sua maioria está concentrada na Europa e Ásia, sendo o total de publicações da Oceania quase toda da Austrália (2,38% na *Web of Science* e 3,81% na *Scopus*).

A tabela 4.1 apresenta a divisão de publicações por continente.

Tabela 4.1: Publicações por continente

Continente	<i>Scopus</i> (%)	<i>Web of Science</i> (%)
Ásia	41,95	35,71
Europa	29,64	38,11
América	19,90	16,66
África	4,22	7,14
Oceania	3,81	2,38
Indefinido	0,48	0,00

Na *Scopus*, o percentual de publicações da América é de 19,90%, dividido em: 11,44% na América do Norte, 7,61% na América do Sul e 0,85% na América Central. Na *Web of Science*, o percentual referente à América é de 16,66%, sendo 9,52% na América do Norte, 4,76% na América do Sul e 2,38% na América Central. Tratando-se da América do Sul, o cenário do hidrogênio renovável tem maior representatividade no Brasil, Argentina, Colômbia e Chile [13].

Dentre esses países, o Brasil destaca-se, pelo potencial em energias renováveis e por ser o único país a pontuar em todos os tópicos aferidos pelo Instituto das Américas na avaliação do potencial do hidrogênio, tabela 4.2.

Tabela 4.2: Situação do H_2 no Brasil segundo o Instituto das Américas

Avaliação do Potencial de hidrogênio	Situação
Marco regulatório	Em progresso
Mercado interno e demanda	Existente
Grandes centros industriais para uso de H_2	Existente
Infraestrutura para transporte	Em progresso
Excesso de energia renovável para usar na eletrólise	Em progresso
Grande indústria de petróleo e gás	Existente
Mão de obra qualificada	Em progresso
Produção de H_2 fóssil, com ou sem CCUS	Existente
Produção de H_2 renovável	Existente
Apoio governamental	Existente

Apesar disso, o Brasil tem poucos estudos referentes à logística e infraestrutura necessária para a criação de uma cadeia de hidrogênio renovável, sendo responsável por apenas 1,27% dos estudos levantados na *Scopus* e 4,76% na *Web of Science*.

4.1.3 Assunto e área das publicações

Após a obtenção de 161 publicações na *Scopus* e 28 na *Web of Science* (etapa 6 da triagem descrita no capítulo 3), classificaram-se os estudos de acordo com o tema, com base nas palavras-chave de cada artigo. As 310 principais palavras-chave comuns foram divididas em nove grupos, de acordo com seu significado e área comum, tabela **4.3**.

Tabela 4.3: Grupos de palavras chave

Grupo de palavras chave	Palavras por grupo	Publicações por grupo		
		Scopus	Web of Science	Total
<i>Hydrogen production</i>	45	175	22	197
<i>Renewable energy</i>	52	100	9	109
<i>Water electrolysis</i>	55	75	12	87
<i>Modeling</i>	33	44	9	53
<i>Data analysis</i>	29	34	18	52
<i>Economic analysis</i>	19	28	13	41
<i>Catalysts</i>	23	30	7	37
<i>Environmental and political agendas</i>	16	19	5	24
<i>Energy</i>	12	14	8	22

A maior concentração de palavras chave por grupo ocorreu nos temas "Produção", "Fontes renováveis de energia" e "Eletrólise de água". Esse fato é justificado pela produção ser o tema mais retratado nas publicações sobre hidrogênio renovável. A eletrólise de água apresenta-se como destaque por ser o meio mais difundido para obtenção de hidrogênio renovável. Do mesmo modo, as energias renováveis estão presentes por serem indispensáveis ao processo de eletrólise.

4.1.4 Publicações selecionadas para discussão

Ao final da triagem, os artigos passaram por uma revisão completa, para análise de conteúdo, assunto e contribuição sobre a temática do hidrogênio renovável. A Tabela 4.4 resume os artigos relevantes, classificando-os segundo os pilares descritos no capítulo três.

Tabela 4.4: Conteúdo das publicações selecionadas

Tópico Central	Referências
Produção	[11], [21], [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44], [45], [46], [47], [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55]
Armazenamento	[56], [57], [58], [59], [60], [61]
Produção e transporte	[62], [63], [64]
Logística e infraestrutura	[65], [66]
Armazenamento e distribuição	[67]
Produção e uso	[68]
Produção, transporte, distribuição e uso	[69], [70]
Armazenamento, distribuição, logística e infraestrutura	[71]

4.2 Análise de conteúdo

Em contraste aos temas "produção" e "transporte", abordados de maneira isolada em maior quantidade, apenas 20% das publicações correlacionam mais de um dos pilares da cadeia de hidrogênio. Tratando-se de publicações que tenham três ou mais tópicos correlacionados, a quantidade de artigos cai para apenas 6%.

Embora muitos países tenham o hidrogênio renovável como um dos protagonistas em suas estratégias para a redução da emissão de GEE, não existem muitos estudos consistentes que explorem o tema de maneira prática, atendendo a todos os processos e etapas, desde a produção até o uso final [71]. Todos esses fatores corroboram a ideia de

que as metas estabelecidas para implementação do hidrogênio renovável em larga escala, em curto-médio prazo não são exequíveis.

Apenas as publicações [69], [70] e [71] apresentam uma visão mais ampla sobre o tema, contemplando alguns dos elementos da cadeia de hidrogênio renovável. Esses estudos, porém, são muito recentes (2021-2024) e não são os mais relevantes, levando-se em consideração o número de citações e impacto científico.

Analisando-se o conteúdo das publicações, fica claro a inexistência de uma conexão direta entre os estudos e uma abordagem que contemple todos os aspectos fundamentais da cadeia de hidrogênio, bem como a infraestrutura e logística associada a essa transição.

A falta de estudos práticos, que levem em consideração todos os fatores para a manutenção de uma cadeia de hidrogênio, contribui para que o tema seja discutido apenas superficialmente, sem avanços significativos a curto ou médio prazo. O foco e principais pontos apresentados nas publicações supracitadas são explorados individualmente nas seções seguintes.

4.2.1 Análise técnico-econômica para uma cadeia de fornecimento de hidrogênio na Irlanda

Em [69] é apresentada uma modelagem técnico-econômica para uma cadeia de fornecimento de hidrogênio na Irlanda, contemplando produção, transporte e distribuição de hidrogênio renovável para utilização em ônibus elétricos com célula de combustível.

O hidrogênio seria gerado por eletrolisadores localizados em parques eólicos. Painéis fotovoltaicos e armazenamento de energia em baterias de íons de lítio também seriam utilizados.

Para a otimização da cadeia de fornecimento de hidrogênio distribuído de cada parque eólico até uma estação de reabastecimento em uma cidade próxima hipotética, utilizou-se um algoritmo de alocação de localização em um ambiente de sistema de informação geográfica, garantindo maior precisão [69].

Os resultados do modelo indicam que o hidrogênio gerado, transportado e distribuído,

pode atender plenamente à necessidade atual do combustível de ônibus em todas as áreas urbanas analisadas, com um custo nivelado do hidrogênio de 5–10 €/kg [69].

4.2.2 Layout genérico para a implementação e operação de um posto de reabastecimento de H_2 com produção local

Em [70], apresenta-se um layout genérico para a implementação e operação de um posto de reabastecimento de H_2 com produção local por eletrólise, com um sistema fotovoltaico. O sistema de armazenamento utiliza tanques de compressão em cascata e a distribuição é realizada para três perfis de clientes.

Os parâmetros utilizados para as simulações são de um posto de reabastecimento em construção na Espanha. É proposta uma estratégia operacional na qual uma máquina de estado finito controla os compressores e a distribuição local de H_2 . Um algoritmo preditivo é utilizado para prever a operação no dia seguinte [70].

4.2.3 Análise técnico-econômica baseada no custo nivelado do hidrogênio

Em [71] apresentou-se uma análise técnico-econômica com base no custo nivelado do hidrogênio. O hidrogênio renovável mostrou-se em média 35% mais caro que o hidrogênio com sequestro e captura de carbono, em cenários semelhantes.

O estudo compara três alternativas para produção, transporte, armazenamento e distribuição em larga escala. São elas: produção local, utilização de hidrogênio líquido e amônia renovável como transportador de hidrogênio.

O porto de Rotterdam na Holanda foi definido para a entrega, por ser um importante ponto de entrada de mercadorias na Europa e também devido à previsão de procura crescente de combustíveis neutros em carbono até 2050. Para os locais de produção, Savannah (EUA) foi escolhida por estar próxima a uma planta de liquefação de GNL, totalizando 3900 km do porto de Rotterdam. Já Yanbu, nos Emirados Árabes Unidos com

7200 km e Antofagasta (Chile) com 13400 km do porto de Rotterdam, foram escolhidos devido aos projetos de produção de hidrogênio renovável existentes nessas regiões [71].

Os resultados obtidos denotam que a produção local é a melhor opção, com um custo nivelado de hidrogênio (*LCOH, levelized cost of hydrogen*) 10,3% menor que o hidrogênio líquido e 57,1% menor que a amônia. Esses valores podem sofrer alterações com a variação do valor da eletricidade renovável utilizada no processo.

Para além das publicações [69], [70] e [71], os tópicos retratados nas publicações que correlacionam dois elementos da cadeia são:

- Avaliação do cenário das tecnologias *Power to X* (PtX¹) na transição energética (hidrogênio líquido-eletricidade, amônia-eletricidade, metanol-eletricidade e gás-eletricidade (15% de hidrogênio misturado com gás natural)) [58].

Avaliou-se a produção de amônia, metanol e hidrogênio utilizados nos setores químico, metalúrgico e agrícola para uma produção alternativa através do emprego de hidrogênio renovável. A conversão destas substâncias novamente em eletricidade (*Power-to-Power*) não é vantajosa na maioria dos casos e está longe de atingir um TRL de 8-9 num futuro próximo [58];

- produção e utilização de hidrogênio renovável na Alemanha com um cenário de preços de eletricidade elevados [65].

Os casos de negócio *X-to-power* podem ser rentáveis devido aos elevados preços da eletricidade. No entanto, os modelos de negócio *power-to-X*, como a produção de hidrogênio apresentam valores líquidos negativos. A infraestrutura de transporte é o fator mais crítico na lucratividade [65];

- formulação de um modelo de controle preditivo (MPC, *model predictive control*) e análise de desempenho para uma disposição geral de estações de reabastecimento de hidrogênio (HRS, *hydrogen refueling station*) [66].

¹PtX refere-se à conversão de eletricidade, armazenamento de energia e rotas de reconversão a partir de energia renovável excedente. As tecnologias Ptx permitem dissociar a energia do setor elétrico para uso em outros setores (como transporte ou produtos químicos).

A adequação do MPC para controle de HRS mostra que um horizonte de previsão de sete dias pode melhorar os lucros em 57% em relação a um horizonte de previsão de um dia e que a bateria foi subdimensionada [66];

- Produção e armazenamento de hidrogênio renovável por desidrogenação de ácido fórmico [67].

96% e 94% molar de H_2 e CO_2 , respectivamente, foram produzidos a partir de desidrogenação do ácido fórmico (FADH, *formic acid dehydrogenation*) na forma de gás e líquido. No entanto, a utilização do H_2 como combustível sustentável levanta preocupações associadas à segurança e infraestrutura do transporte [67];

- análise das projeções de crescimento e avaliação técnico-económica de tecnologias-chave para redes de hidrogênio renovável na Austrália [68].

É possível atingir a meta de médio prazo de injeção de 10% de hidrogênio na infraestrutura de gás natural existente na Austrália até 2030. As centrais de produção de energia a gás, podem proporcionar flexibilidade durante uma conversão faseada para 100% de hidrogênio, enquanto a infraestrutura necessária é desenvolvida [68].

As outras 42 publicações tratam dos temas produção e armazenamento isoladamente. O foco das publicações e os tópicos mais relevantes podem ser observados nas subseções seguintes.

4.2.4 Publicações focadas na produção

O tema da produção é o mais abordado nos estudos. As pesquisas referentes a este tópico podem ser classificadas conforme o tópico central associado à produção, como explicitado na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Classificação dos artigos referentes a produção

Tópico Central	Referência
Eletrólise de água	[24], [25], [26], [27], [45], [49], [50], [53], [54], [55]
Biomassa, biogás e resíduos	[21], [23], [28], [29], [35], [36], [38], [39], [44], [48]
Análises técnico-econômicas	[30], [31],[32], [37], [41], [46], [51], [59]
Estudo de caso	[22], [33], [40], [42], [43],[47], [52]
Modelagens e simulações	[34], [11]

A temática central dos artigos, bem como os pontos mais relevantes retratados nas categorias da tabela anterior, são discutidos a seguir:

Eletrólise de água

- Estudo dos efeitos da pressão e temperatura na eletrólise de água, considerando as fases líquida e vapor da água.

Notou-se que o aumento da temperatura de operação diminuiu o trabalho necessário para a separação dos elementos da água. O aumento da pressão, tem efeito oposto e se tornou quase insignificante em pressões muito elevadas [24].

- Análise do potencial teórico da produção de hidrogênio renovável a partir do excesso de energia hidrelétrica do sistema do Rio Columbia, nos Estados Unidos da América.

A conclusão é que o rio Columbia apresenta elevado potencial para a produção de hidrogênio a partir da energia hidrelétrica em 11 usinas, com produção de até $1,98 \times 10^7$ kg de hidrogênio por ano [26].

- Modelagem de uma unidade integrada de destilação por membrana (MD, *membrane distillation*) e trocador de calor para despoeiramento metálico (MDHX, *metal*

dusting heat exchanger), com pilha de células de eletrólise de água (MDHX-EC, *membrane distillation heat exchanger with water electrolysis cell*) para responder:

(1) Pode ser criado um modelo validado do sistema acoplado MD/eletrólise?

Os modelos do eletrolisador e da unidade MDHX puderam ser validados individualmente em relação aos dados publicados. No entanto, não existem trabalhos experimentais anteriores sobre o sistema MDHX-EC integrado [27].

(2) Uma unidade MD pode ser utilizada para regular a temperatura da célula de eletrólise, evitando o uso de arrefecedores?

O MDHX modelado poderia ser usado para regular a temperatura de um eletrolisador AEM com 10 células e área ativa de 144 mm^2 até uma temperatura máxima de 60°C , desde que a densidade de corrente do eletrolisador não ultrapasse $0,37 \text{ A/cm}^2$ [27]. O modelo pode ser utilizado para previsões de projeto no uso de unidades MDHX para regulação da temperaturas de eletrolisadores maiores [27]. Uma unidade MDHX foi capaz de manter a temperatura do eletrolisador estável, mas seria necessário um estudo experimental para validar seu comportamento e limitações [27].

(3) Qual a quantidade de água produzida a partir de um sistema MD alimentado por calor residual da eletrólise?

A unidade MDHX poderia ser usada para produzir água pura suficiente para um eletrolisador com 10 células e área ativa de 144 mm^2 , operado a uma densidade de corrente de $0,3 \text{ A/cm}^2$ [27].

- Análise de diferentes configurações de um sistema de eletrólise alcalina para produção de hidrogênio renovável a partir de um parque eólico de 39 MW. O efeito do tamanho da planta de eletrólise e do número de grupos separados nos quais ela está dividida também é investigado.

Quando a potência nominal global de eletrólise é superior à metade da energia eólica, obtém-se uma maior produção de hidrogênio, com configurações com dois grupos, em vez daquelas com apenas um grupo equivalente maior. A diferença

torna-se mais acentuada com o aumento das capacidades globais de eletrólise. Um aumento adicional no número de grupos não influencia significativamente a produção de hidrogênio [45].

A capacidade de eletrólise é diretamente proporcional ao LCOH. Na mesma capacidade de eletrólise, o menor LCOH é obtido nas configurações com apenas um grupo para uma potência nominal de eletrólise de até 28 MW. Em capacidades mais altas, o LCOH mais baixo é obtido com dois grupos [45].

- Avaliação da viabilidade para a produção de hidrogênio para eletrólise com diferentes fontes de energia renovável.

Apesar da energia fotovoltaica onshore ter um custo nivelado de eletricidade (LCOE, *levelized cost of electricity*) inferior em comparação com a energia eólica offshore, o LCOH mostra o resultado oposto nos cenários de 2025, devido ao menor fator de capacidade da energia fotovoltaica em comparação com a energia eólica offshore [49].

Com a diminuição significativa no *CAPEX*² das centrais fotovoltaicas em 46% no período de 2025-2050, em comparação com uma diminuição de apenas 16% no *CAPEX* das centrais eólicas offshore, o LCOH das centrais fotovoltaicas resulta num valor mais baixo em comparação às centrais eólicas offshore a partir de 2030, alcançando o valor de 1,47 €/kg em 2050 [49].

Com base nas condições do local e nas hipóteses de custos estabelecidas, apenas o hidrogênio produzido a partir de centrais fotovoltaicas em 2050 é capaz de gerar lucro ao preço de venda abaixo de 1,84 €/kg. Outros casos, com implementação nos anos 2040 e 2050, só podem ser financeiramente viáveis a um preço de venda de 2,77 €/kg [49].

A análise de sensibilidade revelou que o custo de capital da central de energia renovável emergiu como o principal fator influente, impactando diretamente tanto o LCOE como o LCOH. Ao aumentar o custo de capital das centrais de energia renovável em 20%, o LCOH final poderia crescer de 9,3% para 10,7% em valor, dependendo

do cenário [49]. Vale ressaltar que o estudo ignora as despesas relacionadas ao armazenamento ou transporte.

- Utilização de fluxos de resíduos industriais para eletrólise de água com eletrólito de polímero alcalino, (APWEL, *advanced polymer electrolyte water electrolysis*) [53].

Uma taxa de produção de hidrogênio (HPR, *hydrogen production rate*) máxima de $50 \text{ cm}^3/\text{h} \cdot \text{cm}^2$ foi alcançada nas melhores condições (1,85 V/célula, 2,5 MKOH, 48 °C) [53].

Biomassa, biogás e resíduos

O foco das publicações referentes à biogás, biomassa e resíduos e seus principais resultados são apresentados a seguir:

- Desenvolvimento de um sistema processador de bioetanol baseado em materiais catalíticos estruturados com baixa queda de pressão, para produção de hidrogênio renovável.

A conversão de etanol foi de 100 % segundo o balanço de massa. O sistema pode ser usado para aplicações estacionárias ou móveis e projetado para produzir de 1 a 50 kg/h de H_2 [23].

- Simulação de um modelo para uso de biogás, para reforma seca de metano (DRM, *dry reforming of methane*).

O biogás pode ser utilizado diretamente, sem necessidade de remoção do vapor de água, porque favorece a ocorrência de deslocamento água-gás (WGS, *water-gas shift*) que reduz o consumo de energia e melhora a relação H_2/CO acima de 1 [29].

A temperatura deve ser superior a 800 °C e a pressão deve ser a mais próxima

²CAPEX é a sigla da expressão inglesa *Capital Expenditure*, que pode ser definida como despesas de capital ou investimentos em bens de capitais. Esse tipo de custo existe para manter ou expandir o escopo das operações de um projeto ou empresa

possível de 101325Pa (1 atm), para evitar o craqueamento do metano e reações de Boudouard³.

Em condições cuidadosamente otimizadas, o biogás pode ser utilizado como matéria-prima para a produção de hidrogênio através da reforma a seco, com obtenção de 89,9% de conversão de CH₄, 99,99% de conversão de CO₂ e a seletividade para H₂ foi de 1,21 [29].

- Produção de de hidrogênio com alto rendimento e pureza, à partir de biogás.

Em um processo de reforma de vapor aprimorada por sorção (SESR, *sorption enhanced steam reforming*) de etapa única em um catalisador Pd/Ni – Co, usando dolomita como solvente de CO₂, o biogás SESR mostrou-se como um processo promissor para a produção de biohidrogênio, com alta capacidade de conversão de CH₄ do catalisador Pd/Ni – Co [35].

- Avaliação das célula a combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC, *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) com digestão anaeróbica (AD-PEMFC, *polymer electrolyte membrane fuel cells with anaerobic digestion*) e gaseificação (GF-PEMFC, *polymer electrolyte membrane fuel cells with gasification*).

Para geração de 100 kW, o GF-PEMFC produz 20% de eficiência elétrica e 57% de eficiência térmica. O AD-PEMFC tem eficiências muito inferiores, o que é atribuído principalmente à baixa eficiência do AD. Mas tanto o AD quanto o SR são processos mais maduros e industrializados que o GF e podem oferecer um desempenho mais estável para a aplicação. O sistema PEMFC alimentado a biogás pode atingir até 30% de eficiência elétrica [38].

- Avaliação do potencial de produção de hidrogênio renovável a partir de diferentes recursos de biomassa na Turquia.

³A reação de Boudouard, em homenagem a Octave Leopold Boudouard, é a reação redox de uma mistura de equilíbrio químico de monóxido de carbono e dióxido de carbono a uma determinada temperatura (desproporção do monóxido de carbono em dióxido de carbono e grafite ou seu inverso).

Na Turquia, 44,9% dos RSU poderiam ser utilizados para gaseificação, enquanto 55,1% poderiam ser utilizados para fins de incineração. A produção total de hidrogênio a partir de biomassa seria de até 1,66 Mt/ano [44].

- Uso de etanol para produção de hidrogênio renovável.

A reforma a vapor de etanol (SER, *steam ethanol reforming*) pode ser melhorada através da introdução de membranas seletivas permanentes, com um aumento considerável do rendimento de hidrogênio, nas configurações de arquitetura aberta e híbrida, do processo assistido por membrana [48].

4.2.5 Publicações focadas em análises técnico-econômicas

O foco das publicações referentes às análises técnico-econômicas e seus principais resultados são apresentados a seguir.

- Análise técnico-econômica de duas opções para produção de hidrogênio com energia fotovoltaica [37].

O LCOH para o sistema fotovoltaico conectado a um eletrolisador de água (PV-E, *photoVoltaic electrolyzer*) fora da rede foi de 5,73 €/kg H_2 , com uma eficiência solar para hidrogênio de 10,9%. Para o sistema fotoeletroquímico (PEC, *photoElectrochemical cell*), com uma eficiência semelhante de 10%, o LCOH foi de 7,77 €/kg H_2 . A análise de sensibilidade mostra que seria necessário um grande esforço para tornar o sistema PEC competitivo no mercado [37].

- Análise técnico-econômica da produção de hidrogênio renovável na europa [41].

Os valores para o LCOH dos sistemas de produção de hidrogênio renovável variaram entre 2,1 e 15 €/kg em 2020. Esse valor pode diminuir para 1,6-8,4 €/kg até 2050. Para sistemas combinados de energia fotovoltaica e eólica, o LCOH desce para menos de 2,5 €/kg em 2050 para 90% dos países, com destaque para Irlanda e Dinamarca [41].

A parcela renovável do consumo total de eletricidade na Europa é aproximadamente 30%. Para cumprir as metas de redução das emissões de GEE e de energias renováveis da União Europeia, este percentual deverá ser pelo menos duplicado até 2030, o que seria extremamente complexo. Ou seja, em seis anos é necessário duplicar a produção renovável [41].

- Avaliação técnico-econômica da produção de hidrogênio utilizando energia solar por dois métodos: (1) óxidos metálicos (MO, *metal oxide*) em um ciclo termoquímico e heliostatos focados em uma torre solar; (2) SOEC acoplado a um sistema fotovoltaico concentrado (CPV, *concentrated photovoltaics*) [51].

Os custos de produção de hidrogênio do SOEC são melhores que os de óxido metálico para os cenários de curto e médio prazo. No entanto, à medida que a capacidade de captação de oxigênio melhora, ambas as configurações atingem custos de produção semelhantes (4,19 €/kg para eletrólise de alta temperatura (HTE, *high-temperature electrolysis*) e 3,98 €/kg para MO) [51].

No caso do ciclo do óxido metálico, foi proposta e simulada uma estratégia de operação melhorada, levando a um aumento de 15,8% na produção de hidrogênio. No entanto, este arranjo atinge uma eficiência solar-hidrogênio de apenas 10,2% [51].

A combinação CPV e HTE atinge maior eficiência (31,8%), representando uma das maiores eficiências solares para hidrogênio relatadas em estudos abertos [51].

- Análise técnico-econômica de um projeto híbrido para produção e uso de hidrogênio renovável baseado em unidades eficientes de alta temperatura [59].

O sistema proposto, tem um custo de € 9,59 milhões, tendo capacidade para operação com eficiência de 74,2% em seu modo reversível de óxido sólido. Nesta modalidade, podem ser produzidas até 7,76 toneladas/dia de hidrogênio na unidade SOEC, das quais 2,55 toneladas/dia são utilizadas para geração de energia de 54,3 MWh durante períodos de pico de procura. O restante é vendido [59].

Os resultados da análise exergética e do diagrama de Sankey indicaram que as unidades de alta temperatura, incluindo a solar, célula de eletrólise de óxido sólido (SOEC, *solid oxide electrolysis cell*) e célula a combustível de óxido sólido (SOFC, *solid oxide fuel cell*), são as fontes das mais altas taxas de irreversibilidade e destruição de exergia no sistema híbrido. Sendo necessária a melhoria e a otimização destas unidades para aumento da eficiência global e minimização da produção de calor residual [59].

A tabela 4.6 apresenta o custo nivelado de hidrogênio renovável, segundo as análises técnico-econômicas exploradas nesta subseção.

Tabela 4.6: Síntese do LCOH de H_2 das análises técnico-econômicas

Estudo	Critério da análise técnico-econômica	LCOH H_2 (€/Kg)
[37]	Sistema PV-E	5,73
[37]	Sistema PEC	7,77
[41]	Valores 2020	2,10 - 15,00
[41]	Previsão 2050	1,60 - 8,40
[41]	Sistemas renováveis combinados (2050)	2,50
[51]	Sistema HTE	4,19
[51]	Sistema MO	3,98
[69]	Eletrólise de água com energia eólica	5,00 - 10,00

O menor e maior LCOH de H_2 é apontado por [41], em uma comparação do H_2 produzido com eletrólise de água com energias renováveis em 2020 e os valores previstos para 2050.

4.2.6 Publicações focadas em estudos de caso

O foco das publicações referentes aos estudos de caso e seus principais resultados são apresentados a seguir.

- Estudo de caso no estado do Rio Grande do Sul, Brasil, para diferentes cenários de produção de hidrogênio via eletrólise da água com energia eólica.

Para que a *Power-to-gas* se torne financeiramente competitiva em relação à reforma do vapor, é necessária uma alta penetração de energias renováveis no sistema elétrico, para que haja um grande excedente disponível para a eletrólise. Para um contexto de 30% de penetração eólica no subsistema Sul do Brasil, seria possível aproveitar 26% do excesso de eletricidade gerada. Para 50% de penetração eólica, seria possível aproveitar 3% da eletricidade gerada. A penetração atual é de 19,6% [33] [72].

- Estudo de caso sobre a possibilidade de produção de hidrogênio renovável para uso interno e exportação no continente africano [22].

Apesar das oportunidades de produção de hidrogênio existentes no continente, existem várias barreiras que dificultam a possibilidade de investimento de outros países em possíveis projetos. As maiores barreiras destacadas são a falta de infraestrutura e a corrupção das organizações que gerem o sistema elétrico em diversos países do continente [22].

- Estudo de caso para produção de hidrogênio renovável a partir da energia eólica e solar na China [40].

As regiões noroeste e norte da China têm o melhor potencial para produção de hidrogênio renovável, enquanto as regiões do sudoeste, centro e sul têm os potenciais mais baixos. Chongqing, Pequim e Tibete têm o potencial mais baixo registrado [40].

- Estudo comparativo do potencial de produção de hidrogênio renovável na Europa (Polônia) e no Oriente Médio (Irão)[42].

O oriente médio tem maior potencial para a produção de hidrogênio renovável em comparação com a Europa, por possuir melhores recursos solares e eólicos. Os custos de produção na Europa variam entre 9,11 €/kg e 13,19 €/kg. No oriente médio, os custos variam entre 6,03 €/kg e 11,67 €/kg [42].

- Estudo de caso no Paquistão para determinação do potencial eólico para produção de hidrogênio em Baghan, Nooriabad, Golarchi e Karachi [47].

Utilizando energia eólica nas quatro localidades, podem ser produzidos 10545 kg/dia de hidrogênio, com custo de produção de 3,96 €/kg [47].

- Avaliação da possibilidade de introdução de um sistema P2G (*Power-to-gas* numa (HPP, *hydro power plant*) na Alemanha, para produção de hidrogênio renovável [43].

Comparando-se os preços dos combustíveis para aquecimento e transportes, foi constatado que o hidrogênio renovável já é competitivo no domínio dos transportes, desde que o seu preço de venda não seja onerado com impostos ambientais adicionais, como é o caso de outros combustíveis [43].

4.2.7 Publicações focadas em modelagens e simulações

O foco das publicações referentes à modelagens e simulações e seus principais resultados são apresentados a seguir:

- Modelagem da produção de hidrogênio renovável com um sistema de energia híbrido autônomo e comparação com um sistema autônomo de energia eólica fotovoltaica localizado na Turquia [34].

A produção anual de hidrogênio obtida foi de 34,3 kg. Os dados simulados são condizentes com os dados de produção experimental em Istambul, Turquia para o ano base de 2010 [34].

- Simulação de layouts de diferentes plantas e matérias-primas para a produção de hidrogênio renovável [11].

Avaliação de simulações com eletrólise alcalina, reforma de biogás, reforma de gás de gaseificação, fermentação acoplada escura, fotofermentação, fermentação acoplada escura e de biogás [11].

A eletrólise alcalina apresenta a maior eficiência energética. A reforma do biogás obtém bons resultados tanto na produção de hidrogênio quanto na eficiência energética. A reforma do gás de gaseificação apresenta boa eficiência de produção mas, sua eficiência energética é baixa, principalmente em comparação com a reforma do biogás. Os resultados de eficiência de produção da fermentação escura e fotofermentativa acoplada são comparáveis aos da reforma do biogás, mas com eficiência energética inferior [11].

Os pontos mais relevantes sobre armazenamento são discutidos na próxima subseção.

4.2.8 Publicações focadas em armazenamento

O tópico armazenamento é o segundo mais retratado de modo isolado nas publicações.

Tendo em vista as publicações que tratam apenas do armazenamento, em contraponto às possibilidades baseadas em compressão, criogenia e tecnologias físico-químicas, a totalidade dos estudos tratam do armazenamento de hidrogênio renovável em larga escala, realizados em cavernas de sal e formações geológicas porosas.

As análises neste campo, baseiam-se em comparações com armazenamento subterrâneo de gás e experiências com CO₂ geológico, uma vez que existem poucos projetos reais de armazenamento subterrâneo de hidrogênio em grande escala para referência. Esta escassez de experiência prática resulta em medições, dados e informações limitados, geralmente obtidos através de simulações [73].

Sobre este tópico, o ponto mais relevante nas publicações estudadas é a modelagem de cavernas de sal, tanto onshore, quanto offshore. Para cavernas de sal offshore, a modelagem do processo de lixiviação demonstra que a formação de uma caverna de sal com volume total de 1,6 milhões m^3 , pode ser concluída em um período de dois anos. Com uma vida útil operacional de 30 anos, durante os quais pode fornecer uma capacidade diária de até 40 toneladas de Hidrogênio renovável. O volume total de hidrogênio processado é de 173,89 milhões de metros cúbicos, equivalente a 14320 toneladas de Hidrogênio [56].

Apesar de animador, o cenário exposto na modelagem se contrapõe à baixa quantidade

4. Resultados e discussão

de reservatórios existentes atualmente para o armazenamento de hidrogênio, como exposto na figura 4.3.

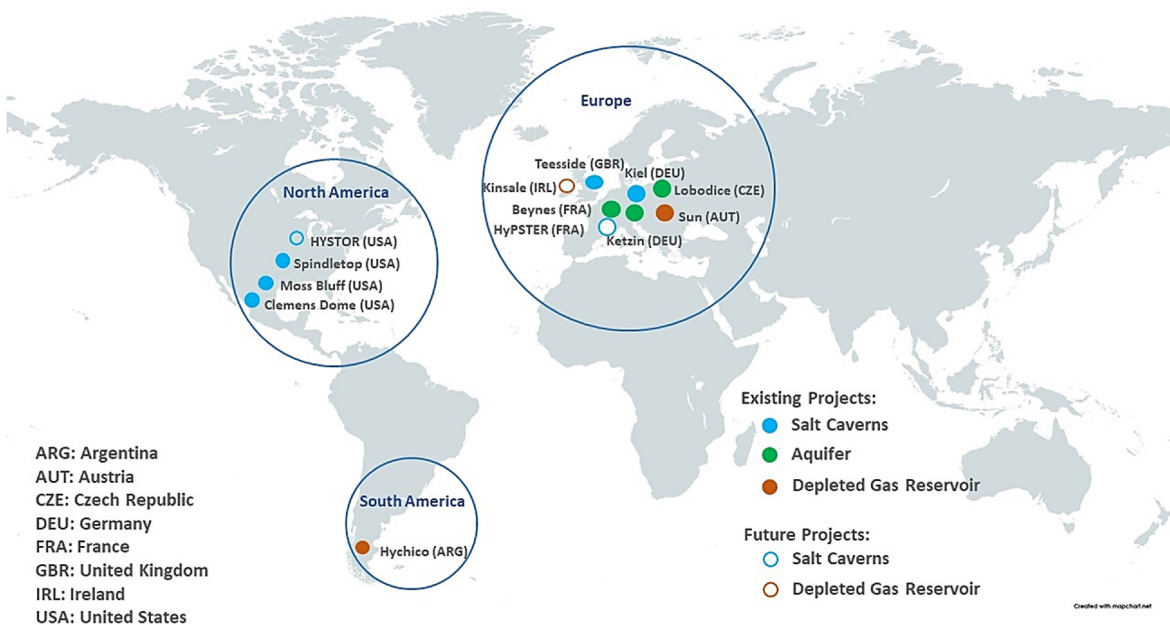


Figura 4.3: Projetos atuais e futuros de armazenamento de hidrogênio em cavernas de sal e formações geológicas em todo o mundo [73]

Atualmente, existem apenas 10 estações de armazenamento de hidrogênio em cavernas de sal ou formações geológicas em operação. São seis cavernas de sal, sendo três localizadas nos Estados Unidos, uma na Alemanha e uma no Reino Unido. Os aquíferos salinos são três, localizados na Alemanha, Chéquia e França. Já os reservatórios de gás esgotados são apenas dois, localizados na Argentina e Áustria. Existem dois projetos de caverna de sal em andamento (Estados Unidos e Alemanha), além de um reservatório de gás esgotado na Irlanda [73].

Os tópicos mais relevantes discutidos nos estudos que tratam do armazenamento de hidrogênio renovável são:

- Modelagem para o armazenamento subterrâneo de hidrogênio em cavernas de sal verticais para curto e longo prazo [57].

O problema de estabilidade de uma caverna profunda é mais preocupante em comparação ao de uma caverna rasa. Tendo em vista o armazenamento raso (350 m) e

profundo (1350 m), os resultados indicam que a caverna profunda é mais suscetível a problemas de estabilidade mecânica. No entanto, considerando a extensão do hidrogênio, a quantidade de vazamento de gás é limitada e ambas as cavernas levam a quase o mesmo tamanho de pluma devido à difusão [57].

- Avaliação de quatro cenários diferentes para o armazenamento de hidrogênio renovável na Alemanha e a situação das tecnologias PtX [58].

A Alemanha é o país com os maiores investimentos e projetos em PtX. A melhor solução de armazenamento para a Alemanha é a tecnologia *power-to-Amônia*, seguida de por *power-to-metanol*, e em terceiro, *power-to-hidrogênio* misturado com gás natural, enquanto *power-to-hidrogênio* líquido ocupa a última posição [58].

- Estudo de caso para o armazenamento de hidrogênio renovável em uma caverna subterrânea na Espanha [60].

À partir das simulações, propõe-se a construção de duas cavernas, com capacidade de 396 GWh cada, que permitiriam armazenar todo o excedente de energia eólica de Castela e Leão [60].

- Armazenamento subterrâneo de hidrogênio renovável em larga escala e a importância das interações argila- H_2 no processo [61].

A adsorção de hidrogênio tem fraca fisissorção em monocamada, que é dependente da temperatura. A faixa de valores adsorvidos é $(3 - 6 \mu L/m^2)$. Recomenda-se a injeção de hidrogênio mais profundamente, em contraponto à alternativa superficial, já que a pressão e a temperatura trabalham a favor do aumento dos volumes de armazenamento e da diminuição da perda de hidrogênio através da adsorção de argila na rocha de cobertura [61].

Nas seções seguintes será discutido o atual cenário do hidrogênio renovável.

4.3 Cenário atual do hidrogênio renovável

Até outubro de 2023, 1418 projetos de hidrogênio renovável foram anunciados, com 1011 para implantação total ou parcial até 2030, fornecendo 45 Mt/ano de hidrogênio renovável. Todos os projetos anunciados totalizam um investimento potencial de € 570 bilhões. 75% dos investimentos estão alocados em fornecimento de hidrogênio, 10% em infraestrutura e 15% na utilização final [74].

Segundo o Conselho de Hidrogênio, formado por mais de 145 representantes de empresas e órgãos de diferentes países, interessados na transição energética para energias limpas, os projetos de hidrogênio deveriam estar mais avançados. As restrições financeiras e tecnológicas, assim como a falta de infraestrutura e logística nos processos de hidrogênio renovável, torna extremamente difícil o atingimento das metas de neutralidade carbônica de 2030 e 2050. Essa análise inclui a avaliação dos custos de desenvolvimento de projetos de hidrogênio renovável em grande escala, contemplando os custos de equipamentos, a revisão do equilíbrio da planta de geração, os custos de engenharia, aquisição e construção envolvidos nos projetos [75].

Ao contrario das previsões anteriores, de queda no valor do hidrogênio renovável, variando entre 2,30 €/kg e 3,69 €/kg até 2030 e entre 0,92 €/kg a 1,84 €/kg até 2050, o custo nivelado tende a aumentar. Estima-se um incremento no LCOH do hidrogênio renovável a curto prazo entre 30% e 65% (4,15 €/kg a 5,67 €/kg). Esse valor corresponde a quase o dobro dos valores previstos para o ano de 2030 [75]. Esse aumento deve-se ao hidrogênio renovável e o fornecimento de energia renovável serem altamente dependentes de capital. Assim, o LCOH é sensível ao aumento global das taxas de juros, que aumentam significativamente o custo do capital [19].

O aumento do custo médio ponderado de capital (WACC, *weighted average cost of capital*) tem grande impacto na viabilidade econômica dos projetos e nos custos de produção de hidrogênio renovável. Aumentar o WACC de 5% para 10%, por exemplo, resulta num aumento de quase 40% nos custos de produção, dependendo da fonte de eletricidade renovável [19].

Para países em desenvolvimento, o acesso a financiamento pode ser um grande problema para a continuação dos projetos. O WACC tende a ser muito mais elevado em comparação à países com economia mais forte. Um aumento de WACC de 6% para 15%, por exemplo, aumentaria o custo da produção de hidrogênio a partir da energia solar fotovoltaica em mais de 70% [19].

Outro ponto importante sobre o aumento de custos é que em muitas localidades, a capacidade renovável é construída especificamente como parte de um projeto integrado. Nesse caso, o investimento em energia renovável acarreta em custos que são somados ao valor dos projetos de hidrogênio. Outros fatores, incluem uma oferta global limitada de energia renovável, escassez de mão-de-obra qualificada e a instabilidade da cadeia de suprimentos [74].

Devido a esse aumento e ao desenvolvimento mais lento que o esperado da indústria global do hidrogênio, previu-se uma queda de até 10% no fornecimento de hidrogênio renovável previsto até 2025 (40 Mt/ano). Essa possibilidade ganha força observando-se que, apesar da previsão de 6 GW de eletrólise operacionais até o fim de 2022, a implantação operacional em outubro de 2023 era de apenas 20% do previsto (1,1 GW) [74].

Mesmo com a eletrólise como principal rota para a produção de hidrogênio renovável, os fabricantes de eletrolisadores e células de combustível ainda estão em fase de expansão. A capacidade de fabricação de eletrolisadores atingiu 11 GW. Para a fabricação de células de combustível, a capacidade global total é de 15 GW, sendo a Coreia do Sul, a China e o Japão os maiores mercados fornecedores [74].

A maioria dos projetos existentes são focados em eletrólise, devido à falta de maturidade tecnológica, escalabilidade ou insumos nas demais tecnologias. Dentre essas opções, estão o uso de biogás, biomassa e a decomposição do metano e amônia. Dentre as opções, a gaseificação da biomassa é a tecnologia mais desenvolvida, sendo possível também, a produção de hidrogênio a partir da pirólise da biomassa, reforma a vapor do biometano ou do etanol [76].

Ainda tendo em vista o fornecimento, as recente descobertas de reservas naturais de hidrogênio podem atuar como um importante suporte no setor de produção, eliminando

as perdas por conversão de energia. A tabela 4.7 apresenta as reservas de hidrogênio natural descobertas até setembro de 2023 [19] [76].

Tabela 4.7: Reservas naturais de hidrogênio (adaptado) [76] [19]

Localização	Situação
Península de Yorke (Australia)	Permissão de exploração concedida a partir de outubro de 2023
Península de Eyre (Australia)	Permissão concedida
Bacia de Amandeus (Australia)	Avaliação de recursos
Bacia de Lorraine (França)	Pedido de licença exclusiva de exploração apresentado
Bourakebougou (Mali)	Operacional desde 2012
Pirineus (Espanha)	Licença de perfuração concedida e exploração a partir de 2024
Arizona (EUA)	Pedido de exploração apresentado
Kansas (EUA)	Perfuração exploratória concluída em 2019
Nebraska (EUA)	Perfuração exploratória concluída e produção potencial a partir de 2023

Outra grande vantagem do hidrogênio natural é a não dependência da intermitência das energias renováveis. Um ponto de atenção, é que sua extração necessita de sistemas robustos de compressão e purificação, pela existência de impurezas como metano, CO_2 , hélio e argônio.

Sobre a utilização final, o maior montante de investimento já realizado está na Europa, sendo € 4,5 bilhões em mobilidade e € 1,2 bilhões em eletricidade. Apesar do destaque no setor de mobilidade, existem hoje poucos modelos de veículos disponíveis e em pronta entrega, totalizando apenas 79000 vendas, até junho de 2023. Ainda com relação

ao setor de mobilidade, a Coreia do Sul e o Japão se destacam, planejando expandir as suas redes de abastecimento para mais de 600 cada, até 2030 [74]. Caso essa projeção se concretize, o número de estações na Ásia duplicaria.

Na UE, o Regulamento de Infraestrutura para Combustíveis Alternativos (AFIR, *alternative fuels infrastructure regulation*), recentemente adotado, exigirá a implantação de uma estação de abastecimento de hidrogênio a cada 200 km, ao longo da rede transeuropeia de transportes (RTE-T) [74].

Mesmo com as recentes investidas e o crescimento de 60% desde 2021, as estações de abastecimento já implantadas em 2023 eram apenas 1100 em todo o mundo. Elas concentram-se principalmente na China, Coreia do Sul e Japão, desencorajando a migração de consumidores em outros países para veículos à hidrogênio [74].

Eliminando-se mobilidade e eletricidade, a maior parte dos investimentos em uso final encontra-se em processos já utilizados na indústria, não contribuindo diretamente para o avanço em novas aplicações [74]. O crescimento dos projetos anunciados de fornecimento de hidrogênio continua a ultrapassar os investimentos em logística e infraestrutura, representando 75% do total de investimentos anunciados. A maior lacuna de investimento está em infraestrutura para hidrogênio, estimada em € 193,61 bilhões. Apenas 20% dos investimentos necessários em infraestrutura foram anunciados. O valor já aplicado é de € 5,99 bilhões, sendo 45% desse total aplicado em projetos no oriente médio [74].

Boa parte da logística e infraestrutura já existente de gás natural poderia ser adaptada para hidrogênio. Algumas empresas, como a REN (Redes Energéticas Nacionais (Portugal)), já iniciaram investimentos para certificar as infraestruturas de transporte, armazenamento e distribuição de gás para transportar hidrogênio. A operação contempla a realização de um conjunto de estudos técnicos e incluem o desenvolvimento de sistemas e especificações técnicas para injeção de hidrogênio em dutos da rede de gás, análise da conformidade das infraestruturas e adaptação da operação e dos processos de engenharia da infraestruturas de gás [77].

A transição energética com hidrogênio renovável como protagonista é altamente complexa e avança devagar, principalmente por falta de infraestrutura. Em contraponto, o

4. Resultados e discussão

número de projetos anunciados e matérias em diferentes mídias, aumenta rapidamente.

Como nos estudos analisados, são escassas as notícias que trabalham uma perspectiva ampla e realista sobre a cadeia de hidrogênio renovável. A maioria das manchetes e notícias não transmitem a real situação dessa transição, figura 4.4.



Figura 4.4: Manchetes sobre hidrogênio renovável (adaptado) [78]

Como explicitado pela manchete de 1974 do *The New York Times*, "Hydrogen - A Way Out of the Energy Crisis?", a discussão para uma transição energética com o hidrogênio como protagonista não é recente. Apoiada por agendas políticas e ambientais, essa transição, agora com foco em hidrogênio renovável, tem ganhado destaque novamente. Esse destaque, porém, pode passar uma visão imprecisa, pela omissão de informações importantes.

Nas manchetes da figura 4.4, por exemplo, são apresentados indicadores que mostram o quanto os projetos de hidrogênio tem crescido em número e capacidade. Essas notícias, porém, não relatam a quantidade de etapas já cumpridas desses projetos, a existência de atrasos em investimentos e ações práticas, quantos deles chegaram à decisão final de investimento e nem como essa produção será incorporada pelo mercado, visto que ainda

não existe uma cadeia de valor estruturada.

O mesmo é válido para notícias que apresentam locais com grande potencial para produção de hidrogênio renovável. Uma dessas notícias aponta o Paraná como local potencial para liderar a produção, mesmo estando afastado dos principais centros consumidores, e com a infraestrutura e logísticas precárias para armazenamento, transporte e distribuição em grande escala.

É necessário traçar metas e prazos mais exequíveis, investir em infraestrutura e principalmente, aceitar que a transição energética é lenta e que os prazos anunciados são irrealistas. É fundamental reforçar a cadeia de hidrogênio, apoiando-se em processos já existentes, como os de gás natural. Exige-se o estabelecimento de um mercado sólido, para que o avanço do hidrogênio não se restrinja a abordagens teóricas e não caia em descrédito, tornando-se inviável e irrelevante.

Capítulo 5

Conclusão e trabalhos futuros

Desde a década de 90, houve um aumento de 3106 vezes em publicações sobre hidrogênio renovável, nas bases de dados *Scopus* e *Web of Science*. Apesar disso, apenas 189 dessas publicações estão relacionadas com algum dos elementos da cadeia de valor do hidrogênio renovável. Tratando-se de uma visão mais integrada entre os elementos da cadeia, esse número é inferior a 2% do total de estudos e composto apenas por publicações recentes (após 2021) e de baixo impacto.

Destaca-se a inexistência de estudos robustos, que abordam amplamente toda a infraestrutura e logística associadas às bases da cadeia de valor do hidrogênio renovável para uma potencial transição energética.

A predominância de estudos isolados (82,70%), principalmente focados apenas em produção (69,23%), são consonantes ao atual cenário dos projetos de hidrogênio renovável. 1418 projetos foram anunciados até 2023, totalizando um investimento potencial de € 525,5 bilhões. Desse total, 75% está alocado em fornecimento, 15% em uso final e apenas 10% em infraestrutura.

Tratando-se da infraestrutura, um dos elementos críticos na transição energética, apenas 20% do investimento necessário foi realizado (€ 5,53 bilhões). O montante que falta para o total estimado é de € 193,61 bilhões.

A inexistência de propostas factíveis para garantia da disponibilidade do hidrogênio renovável em larga escala, associados ao alto custo de produção e falta de infraestrutura

e dependência de capital, podem ser um fator determinante para que o hidrogênio renovável caia em descrédito. Sem a confiança em uma transição consistente, empresas e consumidores são desencorajados a apostarem em soluções baseadas em hidrogênio.

Há uma grande disparidade entre o atual cenário do hidrogênio e as aspirações políticas e ambientais, assim como os diversos acordos em prol da descarbonização até 2050. O mesmo acontece para as reportagens e matérias veiculadas pela mídia. Essa construção pode transmitir a idéia de que o processo de transição é mais simples e rápido do que realmente é. Caso os estudos e projetos de hidrogênio permaneçam estagnados em relação ao avanço e consolidação da cadeia como um todo, uma transição energética limpa será muito mais difícil e demorada que o previsto.

A disparidade entre o atual cenário do hidrogênio e as aspirações políticas e ambientais, favorece o desenvolvimento de trabalhos futuros, enumerando todos os países que apresentam acordos e políticas com participação em hidrogênio renovável, estabelecendo uma comparação entre as metas dispostas nesses acordos de neutralidade carbônica referentes hidrogênio renovável, e o número de etapas e propostas já cumpridas, ou em progresso. Esta abordagem poderia fornecer uma estimativa mais realista quanto às metas e prazos para uma eventual transição energética.

Bibliografia

- [1] Francesco Calise et al. «Dynamic simulation and thermoeconomic analysis of a hybrid renewable system based on PV and fuel cell coupled with hydrogen storage». Em: *Energies* 14.22 (2021), p. 7657. DOI: 10.3390/en14227657.
- [2] Comissão Europeia. *Comunicação da comissão ao parlamento europeu, ao conselho, ao comité económico e social europeu e ao comité das regiões - estratégia do hidrogénio para uma Europa com impacto neutro no clima- lex - 52020ae3535 - en - eur-lex*. Set. de 2020. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301> (acedido em 05/05/2024).
- [3] Empresa de Pesquisa Energética. *Notas Técnicas dedicadas ao Hidrogênio Cinza e ao Hidrogênio Azul*. Rel. téc. Empresa de Pesquisa Energética, 2022. URL: <http://epqb.eq.ufrj.br/download/aplicacaodo-%20diagrama-de-fontes-de-hidrogenio-em-refinarias-de-petroleo.pdf> (acedido em 05/05/2024).
- [4] Marcelo Linardi. «Hidrogênio e células a combustível». Em: *Revista-Economia e Energia* (2014). URL: <http://flamingo.ipen.br/bitstream/handle/123456789/5047/13157.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (acedido em 09/08/2023).
- [5] Eduardo Augusto Henriques Figueiredo. *Aplicação do Diagrama de Fontes de Hidrogênio em Refinarias de Petróleo*. 2013. URL: <http://epqb.eq.ufrj.br/download/aplicacao-do-diagrama-de-fontes-de-hidrogenio-em-refinarias-de-petroleo.pdf> (acedido em 05/05/2024).

-
- [6] TR Ayodele e JL Munda. «Potential and economic viability of green hydrogen production by water electrolysis using wind energy resources in South Africa». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.33 (2019), pp. 17669–17687. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.077>.
- [7] Iain Staffell et al. «The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system». Em: *Energy & Environmental Science* 12.2 (2019), pp. 463–491. DOI: <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>.
- [8] IPHE. *Release of the IPHE Working Paper Ver2 Nov 2022 Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated with the Production of Hydrogen*. Rel. téc. International Partnership for Hydrogen e Fuel Cells in the Economy, 2022. URL: <https://www.iphe.net/iphe-wp-methodology-doc-nov-2022> (acedido em 05/05/2024).
- [9] M Balat. «Possible methods for hydrogen production». Em: *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 31.1 (2008), pp. 39–50. DOI: <https://doi.org/10.1080/15567030701468068>.
- [10] Alka Pareek et al. «Insights into renewable hydrogen energy: Recent advances and prospects». Em: *Materials Science for Energy Technologies* 3 (2020), pp. 319–327. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.12.002>.
- [11] Angela Miltner et al. «Renewable hydrogen production: a technical evaluation based on process simulation». Em: *Journal of Cleaner Production* 18 (2010). Sustainable Hydrogen from Biomass, S51–S62. ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2010.05.024>.
- [12] Alex CC Chang et al. «Biomass gasification for hydrogen production». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 36.21 (2011), pp. 14252–14260. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.05.105>.

- [13] Rosana Cavalcante de Oliveira. «Panorama do hidrogênio no Brasil». Em: *Relatório de Hidrogênio - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea)* (2022). DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/td2787>.
- [14] Abdalla M Abdalla et al. «Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review». Em: *Energy conversion and management* 165 (2018), pp. 602–627. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.088>.
- [15] Pacific Northwest National Laboratory. *Fuel cell vehicle types: Hydrogen Tools*. Rel. téc. Hydrogen Tools, 2022. URL: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/fuel-cell-vehicle-types> (accedido em 05/05/2024).
- [16] IEA IEA. «Global Hydrogen Review 2021». Em: IEA Paris, France. 2021. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf> (accedido em 22/06/2023).
- [17] Anthony Velazquez Abad e Paul E. Dodds. «Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges». Em: *Energy Policy* 138 (2020), p. 111300. ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>.
- [18] C Martínez de León, C Ríos e JJ Brey. «Cost of green hydrogen: Limitations of production from a stand-alone photovoltaic system». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 48.32 (2023), pp. 11885–11898. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.090>.
- [19] International Energy Agency - IEA AGENCY. *Global Hydrogen Review 2023*. Set. de 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> (accedido em 08/05/2024).
- [20] Dawood Hjeij et al. «Hydrogen export competitiveness index for a sustainable hydrogen economy». Em: *Energy Reports* 9 (2023), pp. 5843–5856. DOI: doi.org/10.1016/j.egyrs.2023.05.024.

-
- [21] Ayşegül Abuşoğlu et al. «Exergy analyses of green hydrogen production methods from biogas-based electricity and sewage sludge». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 42.16 (2017), pp. 10986–10996. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.144>.
- [22] Ephraim Bonah Agyekum. «Is Africa ready for green hydrogen energy takeoff? – A multi-criteria analysis approach to the opportunities and barriers of hydrogen production on the continent». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 49 (2024), pp. 219–233. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.229>.
- [23] E. Alcolea et al. «SCALE-UP and demonstration of a compact bioethanol processor for renewable hydrogen production and purification». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 52 (2024), pp. 1300–1314. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.048>.
- [24] Aad M. Al-Mahgari, Moh'd A. Al-Nimr e Saud A. Khashan. «Pressurized green hydrogen from water electrolysis: Compression before or after electrolysis? A comparison among different configurations». Em: *Journal of Energy Storage* 73 (2023), p. 109251. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109251>.
- [25] Abdullah A. AlZahrani e Ibrahim Dincer. «Design and analysis of a solar tower based integrated system using high temperature electrolyzer for hydrogen production». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 41.19 (2016). Special Issue on Progress in Hydrogen Production and Applications (ICH2P-2015), 3-6 May 2015, Oshawa, Ontario, Canada, pp. 8042–8056. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.103>.
- [26] Selisa R. Andrus, Rob J. Diffely e Terry L. Alford. «Theoretical analysis of green hydrogen from hydropower: A case study of the Northwest Columbia River system». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 48.22 (2023), pp. 7993–8001. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.027>.
-

- [27] Tim Arthur et al. «Renewable hydrogen production using non-potable water: Thermal integration of membrane distillation and water electrolysis stack». Em: *Applied Energy* 333 (2023), p. 120581. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120581>.
- [28] Bamidele Victor Ayodele et al. «Recent advances in renewable hydrogen production by thermo-catalytic conversion of biomass-derived glycerol: Overview of prospects and challenges». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.36 (2020). Waste and Biomass-derived Hydrogen Synthesis and Implementation, pp. 18160–18185. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.002>.
- [29] Rishi Kaashyap Balaji, Krishna Prasad Rajan e Udaya Bhaskar Reddy Ragula. «Modeling optimization of renewable hydrogen production from biomass via anaerobic digestion dry reformation». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.36 (2020). Waste and Biomass-derived Hydrogen Synthesis and Implementation, pp. 18226–18240. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.209>.
- [30] Romeli Barbosa et al. «Effects of the size and cost reduction on a discounted payback period and levelized cost of energy of a zero-export photovoltaic system with green hydrogen storage». Em: *Heliyon* 9.6 (2023), e16707. ISSN: 2405-8440. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e16707>.
- [31] Yan Cao et al. «Design analysis and tri-objective optimization of a novel integrated energy system based on two methods for hydrogen production: By using power or waste heat». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 47.62 (2022). SI: Progress in Hydrogen Production, Storage and Distribution (Ahmadi), pp. 26574–26588. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.257>.

-
- [32] Mert Colakoglu e Ahmet Durmayaz. «Energy, exergy and economic analyses and multiobjective optimization of a novel solar multi-generation system for production of green hydrogen and other utilities». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 47.45 (2022). The Fifth International Hydrogen Technologies Congress, pp. 19446–19462. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.203>.
- [33] Gabriela Nascimento da Silva, Pedro R.R. Rochedo e Alexandre Szklo. «Renewable hydrogen production to deal with wind power surpluses and mitigate carbon dioxide emissions from oil refineries». Em: *Applied Energy* 311 (2022), p. 118631. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118631>.
- [34] Erkan Dursun, Bora Acarkan e Osman Kilic. «Modeling of hydrogen production with a stand-alone renewable hybrid power system». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 37.4 (2012). International Conference on Renewable Energy (ICRE 2011), pp. 3098–3107. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.11.029>.
- [35] R. García et al. «Renewable hydrogen production from biogas by sorption enhanced steam reforming (SESR): A parametric study». Em: *Energy* 218 (2021), p. 119491. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119491>.
- [36] Lele Gong et al. «Power management and system optimization for high efficiency self-powered electrolytic hydrogen and formic acid production». Em: *Nano Energy* 107 (2023), p. 108124. ISSN: 2211-2855. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2022.108124>.
- [37] Alexa Grimm, Wouter A. de Jong e Gert Jan Kramer. «Renewable hydrogen production: A techno-economic comparison of photoelectrochemical cells and photovoltaic-electrolysis». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.43 (2020), pp. 22545–22555. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.092>.
-

- [38] Tingting Guan et al. «Biomass-fuelled PEMFC systems: Evaluation of two conversion paths relevant for different raw materials». Em: *Energy Conversion and Management* 106 (2015), pp. 1183–1191. ISSN: 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.055>.
- [39] Dorottya Guban et al. «Assessment of sustainable high temperature hydrogen production technologies». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.49 (2020). Progress in Hydrogen Production and Utilization, pp. 26156–26165. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.145>.
- [40] Yuan-Sheng Huang e Shi-Jian Liu. «Chinese green hydrogen production potential development: A provincial case study». Em: *IEEE Access* 8 (2020), pp. 171968–171976. DOI: [10.1109/ACCESS.2020.3024540](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3024540).
- [41] Jacob L.L.C.C. Janssen et al. «Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems». Em: *Applied Energy* 309 (2022), p. 118398. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398>.
- [42] Marek Jaszczur et al. «Massive Green Hydrogen Production Using Solar and Wind Energy: Comparison between Europe and the Middle East». Em: *Energies* 16.14 (2023). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en16145445](https://doi.org/10.3390/en16145445).
- [43] David Jure Jovan e Gregor Dolanc. «Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions». Em: *Energies* 13.24 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en13246599](https://doi.org/10.3390/en13246599).
- [44] Nader Javani G. Kubilay Karayel e Ibrahim Dincer. «Utilization of biomass and waste resources for renewable hydrogen production: A comprehensive study». Em: *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 45.3 (2023), pp. 8553–8567. DOI: [10.1080/15567036.2023.2225444](https://doi.org/10.1080/15567036.2023.2225444).
- [45] Angelica Liponi, Andrea Baccioli e Lorenzo Ferrari. «Feasibility analysis of green hydrogen production from wind». Em: *International Journal of Hydrogen Energy*

-
- 48.96 (2023). Materials and methods for hydrogen energy, pp. 37579–37593. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.054>.
- [46] C. Martínez de León, C. Ríos e J.J. Brey. «Cost of green hydrogen: Limitations of production from a stand-alone photovoltaic system». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 48.32 (2023). XII Edition of the International Conference on Hydrogen Production, pp. 11885–11898. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.090>.
- [47] M. Mohsin, A.K. Rasheed e R. Saidur. «Economic viability and production capacity of wind generated renewable hydrogen». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 43.5 (2018), pp. 2621–2630. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.12.113>.
- [48] Lorena Mosca et al. «Process design for green hydrogen production». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.12 (2020). Hydrogen separation/purification via membrane technology, pp. 7266–7277. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.206>.
- [49] Long Phan-Van et al. «New models for feasibility assessment and electrolyser optimal sizing of hydrogen production from dedicated wind farms and solar photovoltaic farms, and case studies for Scotland and Vietnam». Em: *Energy Conversion and Management* 295 (2023), p. 117597. ISSN: 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117597>.
- [50] Oliver Posdziech, Konstantin Schwarze e Jörg Brabandt. «Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.35 (2019). A Special Issue with the Papers Selected from the 7th World Hydrogen Technologies Convention, pp. 19089–19101. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.169>.
-

- [51] Julián C. Restrepo et al. «Techno-economical evaluation of renewable hydrogen production through concentrated solar energy». Em: *Energy Conversion and Management* 258 (2022), p. 115372. ISSN: 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115372>.
- [52] W Sheta, NM Abdeltawab e AY Shash. «Economical study for hydrogen production from seawater using renewable energy in Egypt». Em: *Materialwissenschaft und Werkstofftechnik* 54.4 (2023), pp. 371–384. DOI: <https://doi.org/10.1002/mawe.202200276>.
- [53] Ramato Ashu Tufa et al. «Hydrogen production from industrial wastewaters: An integrated reverse electrodialysis - Water electrolysis energy system». Em: *Journal of Cleaner Production* 203 (2018), pp. 418–426. ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.269>.
- [54] Li Wang et al. «High performance anion exchange membrane electrolysis using plasma-sprayed, non-precious-metal electrodes». Em: *ACS Applied Energy Materials* 2.11 (2019), pp. 7903–7912. DOI: <https://doi.org/10.1021/acsaem.9b01392>.
- [55] Xiuxing Yin, Zhigao Zhao e Weijia Yang. «Ensemble prediction aided multi-objective co-design optimizations of grid-connected integrated renewables for green hydrogen production». Em: *Journal of Cleaner Production* 425 (2023), p. 138585. ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138585>.
- [56] Julia Franco Abreu et al. «Carbon net zero transition: A case study of hydrogen storage in offshore salt cavern». Em: *Journal of Energy Storage* 62 (2023), p. 106818. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106818>.
- [57] Ever-Dennys Coarita-Tintaya et al. «Hydromechanical modelling of salt caverns subjected to cyclic hydrogen injection and withdrawal». Em: *Computers and Geotechnics* 162 (2023), p. 105690. ISSN: 0266-352X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2023.105690>.

-
- [58] Jimena Incer-Valverde et al. «Hydrogen-driven Power-to-X: State of the art and multicriteria evaluation of a study case». Em: *Energy Conversion and Management* 266 (2022), p. 115814. ISSN: 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115814>.
- [59] Amir Reza Razmi, Amir Reza Hanifi e Mahdi Shahbakhti. «Design, thermodynamic, and economic analyses of a green hydrogen storage concept based on solid oxide electrolyzer/fuel cells and heliostat solar field». Em: *Renewable Energy* 215 (2023), p. 118996. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.118996>.
- [60] Laura M. Valle-Falcones et al. «Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain». Em: *Applied Sciences* 12.12 (2022). ISSN: 2076-3417. DOI: [10.3390/app12126081](https://doi.org/10.3390/app12126081).
- [61] Domenik Wolff-Boenisch et al. «Importance of clay-H₂ interactions for large-scale underground hydrogen storage». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 48.37 (2023), pp. 13934–13942. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.324>.
- [62] Qianqian Chen et al. «Optimal design and techno-economic assessment of low-carbon hydrogen supply pathways for a refueling station located in Shanghai». Em: *Energy* 237 (2021), p. 121584. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121584>.
- [63] Wenda Chen et al. «Emerging Applications, Developments, Prospects, and Challenges of Electrochemical Nitrate-to-Ammonia Conversion». Em: *Advanced Functional Materials* (2023), p. 2300512. DOI: <https://doi.org/10.1002/adfm.202300512>.
- [64] Bradie S Crandall et al. «Techno-economic assessment of green H₂ carrier supply chains». Em: *Energy & Fuels* 37.2 (2022), pp. 1441–1450. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03616>.
-

- [65] Johannes Giehl et al. «Economic analysis of sector coupling business models: Application on green hydrogen use cases». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 48.28 (2023), pp. 10345–10358. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.173>.
- [66] P. Cardona et al. «Model predictive control of an on-site green hydrogen production and refuelling station». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 48.47 (2023), pp. 17995–18010. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.191>.
- [67] Mohammad Younas et al. «Green hydrogen storage and delivery: Utilizing highly active homogeneous and heterogeneous catalysts for formic acid dehydrogenation». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 47.22 (2022), pp. 11694–11724. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.184>.
- [68] Nicholas Gurieff et al. «Gas transition: Renewable hydrogen’s future in eastern Australia’s energy networks». Em: *Energies* 14.13 (2021), p. 3968. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14133968>.
- [69] Tubagus Aryandi Gunawan et al. «Decarbonising city bus networks in Ireland with renewable hydrogen». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.57 (2021). HYDROGEN ENERGY SYSTEMS, pp. 28870–28886. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.164>.
- [70] Pol Cardona et al. «Modelling and operation strategy approaches for on-site Hydrogen Refuelling Stations». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 52 (2024), pp. 49–64. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.192>.
- [71] Antonio Villalba-Herreros et al. «Techno-Economic Assessment of Large-Scale Green Hydrogen Logistics Using Ammonia As Hydrogen Carrier: Comparison to Liquefied Hydrogen Distribution and In Situ Production». Em: *ACS Sustainable Chemistry & Engineering* 11.12 (2023), pp. 4716–4726. DOI: <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.2c07136>.

-
- [72] Sindicato da Indústria de Energias Renováveis do Rio Grande do Sul. *Fórum destaca capacidade eólica do Brasil e do Rio Grande do Sul*. Jan. de 2024. URL: <https://sindienergiars.com.br:7081/forum-destaca-capacidade-eolica-do-brasil-e-do-rio-grande-do-sul> (acedido em 05/05/2024).
- [73] Amir Jahanbakhsh et al. «Underground hydrogen storage: A UK perspective». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 189 (2024), p. 114001. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114001>.
- [74] McKinsey Company Hydrogen Council. *Hydrogen Insights 2023 - The state of the global hydrogen economy, with a deep dive into renewable hydrogen cost evolution*. Rel. téc. Hydrogen Council, 2023. URL: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023-december-update/> (acedido em 05/05/2024).
- [75] McKinsey Company Hydrogen Council. *Global Hydrogen Flows - 2023 Update*. Rel. téc. Hydrogen Council, 2023. URL: <https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows-2023-update/>.
- [76] Grupo de estudos do setor elétrico - GESEL-UFRJ. *Observatório de Hidrogênio - N 13*. Rel. téc. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2024. URL: <https://gesel.ie.ufrj.br/publicacao/observatorio-de-hidrogenio-n-13/>.
- [77] Redes Energéticas Nacionais - REN. *REN certifica infraestruturas de gás para receber hidrogênio*. Rel. téc. Redes Energéticas Nacionais, 2023. URL: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/ren-certifica-infraestruturas-de-gas-para-receber-hidrogenio> (acedido em 05/05/2024).
- [78] Google notícias. *"hidrogênio renovável"*. Rel. téc. 2024. URL: <https://shre.ink/8WgU2> (acedido em 12/05/2023).

Esta página foi deixada propositalmente em branco.