



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

GUILHERME MARCELINO TEIXEIRA DE FREITAS

**HIDROGÊNIO VERDE: ESTUDO DE CASO SOBRE O POTENCIAL BRASILEIRO
COMO EXPORTADOR PARA UNIÃO EUROPEIA UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO
LINEAR**

NITERÓI

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

GUILHERME MARCELINO TEIXEIRA DE FREITAS

**HIDROGÊNIO VERDE: ESTUDO DE CASO SOBRE O POTENCIAL BRASILEIRO
COMO EXPORTADOR PARA UNIÃO EUROPEIA UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO
LINEAR**

Trabalho de conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia de Produ-
ção da Universidade Federal Fluminense como
requisito parcial para a obtenção do grau de Ba-
charel em Engenharia de Produção.

Orientador:

Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Coorientador:

Luiz Carlos da Costa Jr

NITERÓI

2022

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

F862h Freitas, Guilherme Marcelino Teixeira de
Hidrogênio verde : estudo de caso sobre o potencial
brasileiro como exportador para União Europeia utilizando
programação linear / Guilherme Marcelino Teixeira de Freitas
; Bruno Soares Moreira Cesar Borba, orientador ; Luiz Carlos
da Costa Junior, coorientador. Niterói, 2022.
63 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia
de Produção)-Universidade Federal Fluminense, Escola de
Engenharia, Niterói, 2022.

1. Integração dos setores. 2. Eletrificação. 3.
Hidrogênio verde. 4. Programação linear. 5. Produção
intelectual. I. Borba, Bruno Soares Moreira Cesar, orientador.
II. Costa Junior, Luiz Carlos da, coorientador. III.
Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. IV.
Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

GUILHERME MARCELINO TEIXEIRA DE FREITAS

**HIDROGÊNIO VERDE: ESTUDO DE CASO SOBRE O POTENCIAL BRASILEIRO
COMO EXPORTADOR PARA UNIÃO EUROPEIA UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO
LINEAR**

Projeto Final apresentado ao curso de Graduação em Engenharia de Produção como requisito parcial para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia de Produção..

Aprovada em julho de 2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Bruno Soares Moreira Cesar Borba, D.Sc. – Orientador, UFF

Luiz Carlos da Costa Jr, D.Sc. – Coorientador, UFRJ

Prof. Diogo Ferreira de Lima Silva, D.Sc. – UFF

Prof. Helder Gomes Costa, D.Sc. – UFF

Prof. Valdecy Pereira, D.Sc. – UFF

Niterói
2022

RESUMO

O mundo passa por uma crise ambiental, resultado de anos de emissão desenfreada de gases poluentes na atmosfera. Diversos setores da sociedade contribuem para isso, como o industrial utilizando carvão, ou o próprio setor elétrico, gerando energia por meio de usinas termoeletricas, além dos outros. Logo, é esperado um grande aumento do número de usinas renováveis por conta dessas questões ambientais, mas que trazem consigo uma produtividade variável de acordo com condições climáticas, onde em momentos pode haver déficit de energia e em outros superprodução, que é vertida. Considerando essa última situação, os setores poderiam utilizar em momentos de superprodução a energia que seria vertida, tanto diretamente, como energia elétrica, quanto indiretamente, transformada em um vetor energético; neste contexto, o hidrogênio apresenta um enorme potencial e é um forte candidato para ser uma das principais fontes energéticas do futuro. Sendo assim, nesse trabalho é feita uma análise do potencial do Brasil como exportador de hidrogênio verde para a União Europeia, utilizando uma modelagem em programação linear da cadeia de suprimentos do hidrogênio. O horizonte de estudo foi de 2030-2050 e foram analisadas duas configurações de expansão distintas: na primeira, assegurando que a produção de hidrogênio seja somente proveniente de energia renovável; e na segunda, permitindo além do uso de energia renovável, a importação de energia elétrica do sistema brasileiro. Foram utilizados 30 projetos de usinas renováveis e 1 projeto de usina de hidrogênio, além de estimativas de dados de demanda. Para a segunda configuração, foram também considerados 200 cenários de preço de energia diferentes. Com os resultados obtidos, foi possível observar os diferentes níveis de investimento e capacidade necessárias para atender a demanda nas duas configurações, assim como calcular o preço do hidrogênio verde e comparar com os custos estimados existentes na literatura. Os resultados obtidos demonstram que a segunda configuração é economicamente mais atrativa, possuindo um custo total de M\$12.951,80 em comparação à M\$59.046,80, da primeira configuração. Além disso, os custos de hidrogênio obtidos de ambas as configurações estão dentro do intervalo de custos estimados na literatura para o intervalo de tempo considerado. Dessa forma, foi possível verificar o potencial do Brasil nessa economia verde emergente.

Palavras-chave: Hidrogênio; Integração dos setores; Energia renovável; Sustentabilidade; Programação linear.

ABSTRACT

The world is going through an environmental crisis, as result of years of unbridled emission of polluting gases into the atmosphere. Several sectors of society contribute to this, such as the industrial sector using coal, or the electrical sector itself, generating energy through thermoelectric power plants, among others. Hence, a large increase in the number of renewable plants is expected due to these environmental issues, but they bring with them a variable productivity according to climatic conditions, where at times there may be an energy deficit and at others an overproduction, which is spilled. Considering this last situation, the sectors could use in times of overproduction the energy that would be spilled, either directly, as electrical energy, or indirectly, transformed into an energy vector; in this context, hydrogen presents an enormous potential and is a strong candidate to be one of the main energy sources of the future. Therefore, this work analyzes the potential of Brazil as an exporter of green hydrogen to the European Union, using linear programming modeling of the hydrogen supply chain. The study horizon was 2030-2050 and two different expansion configurations were analyzed: in the first one, ensuring that hydrogen production comes only from renewable energy; and in the second one, allowing, besides the use of renewable energy, the import of electric energy from the Brazilian system. Thirty projects of renewable plants and one project of hydrogen plant were used, as well as estimates of demand data. For the second configuration, 200 different energy price scenarios were also considered. With the results obtained it was possible to observe the different levels of investment and capacity required to meet the demand in the two configurations, as well as calculate the price of green hydrogen and compare with estimated costs existing in the literature. The results obtained demonstrate that the second configuration is more attractive economically, with a total cost of M\$12.951,80 compared to M\$59.046,80 of the first configuration. Furthermore, the hydrogen costs obtained from both configurations are within the range of costs estimated in the literature for the considered time interval. Thus, it was possible to verify the potential of Brazil in this emerging green economy.

Keywords: Hydrogen; Sector-coupling; Renewable energy; Sustainability; Linear programming.

LISTA DE FIGURAS

1	Emissões de CO2 durante o período de 1990-2019	3
2	Conceito base de integração dos setores	9
3	Rotas e detalhamento da eletrificação indireta	10
4	Demanda global de hidrogênio em 2020 e projeções do Cenário <i>Net-Zero</i> em 2025-2030	17
5	Projeções de preço do hidrogênio cinza, azul e verde na União Europeia	18
6	Diversas aplicações do hidrogênio verde no contexto de integração dos setores	20
7	Eixos temáticos do PNH2	22
8	Esquematização do caso base	29
9	Resultados do caso base	29
10	Resultados do caso exemplo de hidrogênio	30
11	Dados de demanda de exportação de hidrogênio no Brasil após linearizações	31
12	Custos de investimento em plantas de Hidrogênio após linearizações	32
13	Perfil do deficit para demanda	33
14	Esquematização do caso 1	34
15	Esquematização do caso 2	35
16	Capacidade renovável adicionada no caso 1	36
17	Exportação anual de energia do caso 1	37
18	Capacidade renovável adicionada no caso 2	37
19	Importação anual de energia do caso 2	38
20	Emissão de CO2 do Brasil	38
21	Custo de hidrogênio verde do caso 1	40
22	Custo de hidrogênio verde do caso 2	40

LISTA DE TABELAS

1	Comparação do poder calorífico de alguns combustíveis	12
2	Cores e respectivas formas de obtenção do hidrogênio	14

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CCUS	<i>Captura, armazenamento e utilização de carbono</i>	13
CO2	<i>Dióxido de carbono</i>	1
GEE	<i>Gases do efeito estufa</i>	3
IEA	<i>International Energy Agency</i>	3
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>	5
LOHC	<i>Liquid organic hydrogen carrier</i>	15
PIB	<i>Produto Interno Bruto</i>	4
PNH2	<i>Programa Nacional do Hidrogênio</i>	21
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>	33
UE	<i>União Europeia</i>	2

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REFERENCIAL TEÓRICO	3
2.1	PANORAMA ENERGÉTICO E AMBIENTAL	3
2.2	INTEGRAÇÃO E ELETRIFICAÇÃO DOS SETORES	4
2.2.1	Definição do termo	5
2.2.2	Setores	6
2.2.3	Meios e tecnologias capacitadoras para atingir a integração dos setores	6
2.2.3.1	Eletrificação direta	7
2.2.3.2	Eletrificação indireta	8
2.2.4	Princípio geral e integração	9
2.3	HIDROGÊNIO	11
2.3.1	Principais características	11
2.3.2	Tipos e produção de Hidrogênio	13
2.3.3	Armazenamento e transporte	14
2.3.4	Demanda	16
2.3.5	Aplicações no contexto de integração dos setores	18
2.3.6	Hidrogênio no Brasil	20
2.4	MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DA CADEIA DE HIDROGÊNIO	22
3	ESTUDO DE CASO	24
3.1	MODELAGEM	24
3.1.1	Softwares utilizados	24

3.1.1.1	SDDP	24
3.1.1.2	OptGen	25
3.1.2	Estruturação do modelo	25
3.1.3	Formulação do modelo	26
3.1.4	Caso exemplo	28
3.1.4.1	Caso base	28
3.1.4.2	Caso base com hidrogênio	29
3.2	CASO REAL	30
3.2.1	Dados utilizados	30
3.2.2	Configuração de demanda utilizada	33
3.2.3	Primeira configuração	33
3.2.4	Segunda configuração	34
4	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	36
4.1	PRIMEIRO CASO	36
4.2	SEGUNDO CASO	37
4.3	CUSTOS DE HIDROGÊNIO	39
5	CONCLUSÃO	41
	REFERÊNCIAS	43
	Apêndice A – Interface do Software SDDP	50

1 INTRODUÇÃO

Ao mesmo tempo que trouxeram desenvolvimento econômico e tecnológico, as revoluções industriais ocorridas vieram acompanhadas de um aumento exponencial da emissão de gases tóxicos na atmosfera, entre outros problemas (GIANNETTI; ALMEIDA; BONILLA, 2007). Ao decorrer da expansão das atividades econômicas e conseqüentemente desenvolvimento da própria sociedade em geral, aliada ao aumento da população mundial, houve inegavelmente a necessidade da expansão da capacidade do sistema de forma a atender toda demanda existente. Sendo assim, os principais combustíveis utilizados nos meios de transporte, na indústria ou na geração de energia elétrica eram os fósseis, muito por conta da alta disponibilidade e baixo preço, onde pode-se destacar o carvão mineral, principalmente entre os séculos XVIII e XIX, e o petróleo, a partir dos séculos XIX e XX, principalmente quando houve a descoberta dos motores de combustão interna, que utilizavam gasolina (BOGMANS; LI, 2020). Logo, pode-se inferir que grande parte do desenvolvimento ocorrido até o momento se deve, direta ou indiretamente, ao uso de combustíveis fósseis para se gerar energia.

O uso desenfreado desses combustíveis gerou inegáveis impactos e a recorrente degradação do meio ambiente (GIANNETTI; ALMEIDA; BONILLA, 2007), gerando uma preocupação mundial para atingir um desenvolvimento sustentável e sua preservação. Desta forma, o objetivo da maioria dos países, retificado pelo Acordo de Paris, é diminuir as emissões de gases poluentes na atmosfera (UNITED NATIONS, 2015), principalmente o *Dióxido de carbono* (CO₂), ao mesmo tempo que buscar novas fontes energéticas para substituir as existentes, poluentes e não-renováveis. De acordo com Robinius et.al. (2017), existem três caminhos potenciais para ser possível atingir as metas de redução de gases poluentes: uso de combustíveis fósseis aliados com captura de carbono, uso de energia nuclear e uso de energias renováveis. Neste contexto, o último caminho exposto resultaria na necessidade de uma maior penetração de mercado das mesmas, assim como uma transformação e adaptação de todos os setores existentes.

Por sua vez, essa transformação e conseqüente integração de todos os setores utilizando energias renováveis é o conceito base do *sector coupling* (acoplamento/integração dos setores da economia) (IRENA, 2021). Este pode ser atingido pelo processo de eletrificação da economia, onde indústrias e outros ramos da economia que não dependem de eletricidade como fonte primária de energia estão começando a analisar a viabilidade de conversão de seus processos industriais para se conectarem a rede elétrica ou para utilizarem vetores energéticos de menor impacto ambiental; se vantajoso economicamente, pode virar uma alternativa para a diminuição da emissão de CO₂ (VAN NUFFEL et al., 2018), dependendo do sistema elétrico que será

conectado.

Deste modo, esse trabalho consiste num estudo de caso sobre esse processo de eletrificação, especificamente o processo de produção de hidrogênio verde, de forma a analisar a viabilidade econômica do mesmo em um dado sistema. Em vista disso, o objetivo principal do trabalho é analisar o potencial do Brasil como exportador de hidrogênio verde para a *União Europeia* (UE). Como objetivos secundários, pode-se destacar a obtenção da expansão renovável do sistema e a quantidade de energia importada e exportada proveniente deste processo, além do próprio preço do hidrogênio obtido.

Como limitações deste presente estudo, têm-se a não consideração dos custos referentes à rede de transmissão e de transporte de hidrogênio, além de não terem sido consideradas possíveis particularidades de eletrolisadores. Em relação à relevância do tema, pode-se afirmar que apresenta grande importância no contexto energético-ambiental mundial, visto a necessidade de fontes energéticas que não contribuam para a degradação do meio ambiente e que sejam alternativas viáveis em um contexto de inseguranças geopolíticas e econômicas. Especificamente para o Brasil, esse tema apresenta diversas sinergias e consequente potencial econômico, podendo contribuir para o estabelecimento de uma posição estratégica do país em um futuro próximo.

Sendo assim, este presente trabalho se divide da seguinte forma. No capítulo 2, é apresentado inicialmente o panorama energético e ambiental global, seguido de um breve resumo sobre a integração dos setores e consequente processo de eletrificação da economia, até chegar ao detalhamento do potencial e o possível produto principal que pode ser gerado neste processo: o Hidrogênio. Posteriormente, neste mesmo capítulo, são mostrados alguns possíveis métodos de modelagem e otimização da produção e representação da cadeia de suprimentos de hidrogênio. No capítulo 3 é apresentado o estudo de caso, junto com modelagem em Programação Linear e softwares utilizados. Na seção 4 é feita uma análise e discussão dos resultados e, finalmente, no capítulo 5, é feita a conclusão.

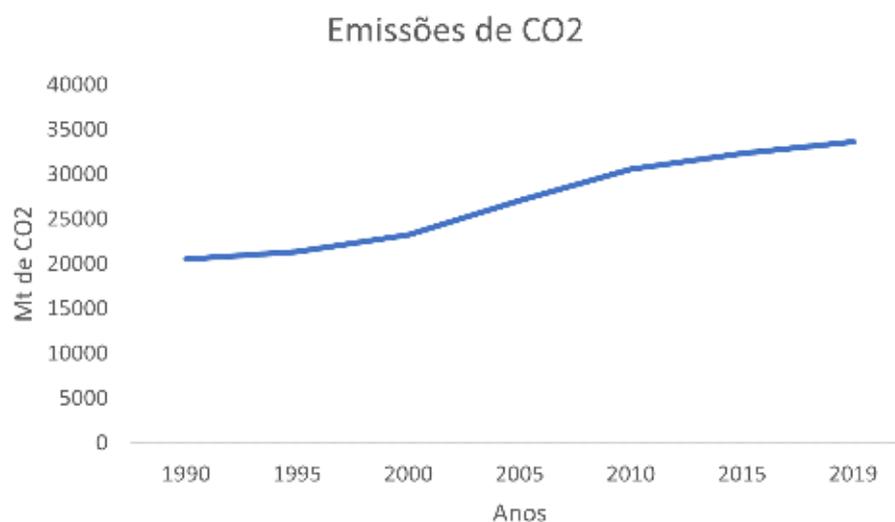
2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão apresentados o contexto energético e os conceitos que são base para a transição energética mundial, além de serem a motivação para a posterior formulação da modelagem da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde em programação linear. Logo, será abordado inicialmente o panorama energético e ambiental, seguido do conceito de integração e eletrificação dos setores e do hidrogênio verde. Após, será apresentada uma breve exposição de possíveis métodos de modelagem e otimização da produção e representação da cadeia de suprimentos de hidrogênio existentes na literatura.

2.1 PANORAMA ENERGÉTICO E AMBIENTAL

Desde a revolução industrial, houve um aumento constante da emissão de *Gases do efeito estufa* (GEE), o que levou, em 1992, à organização da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, informalmente conhecida como “Rio 92”; esta conferência teve como principal objetivo atingir a “estabilização da concentração de gases causadores de efeito estufa na atmosfera em um nível que evite uma perigosa interferência antrópica no sistema climático” (UNITED NATIONS, 1992, p.4, tradução nossa). Porém, isso não evitou que a emissão de GEE aumentasse ao longo dos anos, conforme dados da *International Energy Agency* (IEA) expostos na figura 1 abaixo.

Figura 1: Emissões de CO₂ durante o período de 1990-2019



Fonte: IEA

Nesta situação, o Acordo de Paris de 2015 foi um marco para a sustentabilidade, onde con-

tou com a adesão de mais de 190 países e possui como uma das metas limitar o aumento da temperatura média global para abaixo de 2°C, preferencialmente por volta de 1.5°C, em comparação à níveis pré-industrialização, reconhecendo que estes esforços reduziriam os impactos da mudança climática (UNITED NATIONS, 2015). Impulsionado por isso, o termo *net-zero* ganhou força, havendo adesão cada vez maior dos países à programas que visam atingi-lo. De acordo com o report “*Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*” da IEA (2021c), em abril de 2021 já havia 44 países e a própria UE comprometidos a atingir a meta de emissões *net-zero*; estes, por sua vez, são responsáveis por cerca de 70% do *Produto Interno Bruto* (PIB) e das emissões de CO₂ globais.

O termo *net-zero*, por sua vez, apresenta diferentes interpretações de acordo com a terminologia usada pelos diferentes atores; alguns países podem utilizar o “compromisso *net-zero*” como redução da emissão de GEEs, enquanto outro pode se referir somente à neutralidade de carbono (JEUDY-HUGO; LO RE; FALDUTO, 2021). Entretanto, é evidente que, independentemente do uso/significado do termo, o seu objetivo final é atingir um desenvolvimento sustentável promovendo uma redução da emissão de gases que trazem malefícios ao ambiente. Neste contexto, o *sector coupling* (acoplamento/integração dos setores da economia) e consequente processo de eletrificação dos setores são uma alternativa viável para atingir a descarbonização de uma forma economicamente eficiente (VAN NUFFEL et al., 2018).

2.2 INTEGRAÇÃO E ELETRIFICAÇÃO DOS SETORES

O conceito específico de integração dos setores (*sector coupling*) é relativamente novo, impulsionado pelo programa de transição energética alemã, o chamado *Energiewende* (ROBINIUS et al., 2017). O conceito é majoritariamente baseado no uso de renováveis, que é um tipo de energia intermitente, isto é, depende de condições naturais para geração energética. Desta forma, em cenários de muita irradiação solar ou incidência de ventos, pode existir um excedente energético que geralmente é vertido e não aproveitado, pois prioriza-se utilizar a energia que teve algum custo associado para obtenção. A possível utilização desse excedente para diversos fins integrando diversos setores, por sua vez, é onde o conceito está fundado.

Entretanto, não há uma definição unânime desse termo (RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2021), variando muito na literatura disponível e sendo muitas das vezes utilizado de forma inexata (ROBINIUS et al., 2017). As diversas definições existentes vão desde considerar uma integração do gerador com o consumo final (eletrificação direta) até considerar uma integração com portadores de energia (*cross-sector integration*), como uso de calor em excesso e biomassa (RAMSEBNER et al., 2021; VAN NUFFEL et al., 2018). Além disso, estes úl-

timos ainda destacam que a definição dos setores também apresenta diferenças na literatura, dependendo da perspectiva técnica ou econômica da pesquisa (RAMSEBNER et al., 2021).

Já o conceito de eletrificação dos setores nada mais é do que a integração dos diversos setores da economia com o setor elétrico, seja de forma direta, utilizando a energia elétrica diretamente da rede, ou de forma indireta, utilizando alguma fonte de energia secundária/combustível proveniente de um processo ligado à rede elétrica (RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2021); sendo assim, nesse “modelo”, o setor elétrico desempenha o papel central. Desta forma, a eletrificação pode ser vista como o principal meio para atingir a integração dos setores.

Neste contexto, indústrias e outros ramos da economia já estão começando a analisar a viabilidade de conversão de seus processos industriais para se conectarem a rede elétrica; pode-se destacar, principalmente, os setores industriais e de transportes, com a produção de aço (GALLUCCI, 2021) e veículos elétricos, por exemplo. Vale ressaltar que a eletrificação é basicamente a integração da demanda energética, de consumo final ou intermediário, com a rede elétrica, e a matriz dessa não necessariamente é limpa. Portanto, é importante que a matriz energética tenha uma boa composição de renováveis. Logo, neste presente trabalho, o termo “eletrificação dos setores” é utilizado para integrações à rede, direta ou indiretamente, que satisfaçam a ideia base do *sector-coupling* - uso do excesso de geração renovável para diferentes fins -, pois considera-se que não faria sentido eletrificar algum processo ou setor em uma matriz majoritariamente não renovável, visto a crescente preocupação com sustentabilidade e redução da emissão de gases poluentes na atmosfera.

2.2.1 DEFINIÇÃO DO TERMO

Como informado anteriormente, esse termo possui diferentes definições. De acordo com a *International Renewable Energy Agency* (IRENA) (2021), a integração dos setores pode ser definida como um processo de integração do setor de energia com outros setores, como de aquecimento, gás, mobilidade etc. Para a Associação Alemã das Indústrias de Energia e Água (2017, p.2, apud ROBINIUS et al., 2017, p. 2), pode ser definida como “a engenharia e economia energética da conexão de eletricidade, calor, mobilidade e processos industriais, bem como de suas infraestruturas, com o objetivo de descarbonização, ao mesmo tempo em que aumenta a flexibilidade do uso de energia nos setores da indústria e comércio, doméstico e de transporte sob as premissas da rentabilidade, sustentabilidade e segurança do abastecimento”.

Considerando uma grande gama de diferentes definições, após extensa revisão bibliográfica, recomenda-se que a integração dos setores seja considerado um conceito para promover a integração de eletricidade renovável por meio do aumento do uso direto ou indireto da mesma,

transformando-a em uma espécie de vetor de energia neste último caso (RAMSEBNER et al., 2021). Sendo assim, a integração dos setores pode ser definida como o uso de energia limpa, isto é, proveniente de renováveis, para descarbonização dos outros setores da sociedade, seja utilizando diretamente a energia elétrica em si ou transformada em algum portador/vetor energético.

2.2.2 SETORES

Assim como ocorre com a definição do termo, a definição dos setores varia muito de acordo com o escopo da pesquisa. Robinius, Otto, Heuser, et al. (2017) apontam que muitas vezes uma aplicação de determinado setor é confundida com o setor em si, como pode-se destacar gás ou aquecimento, que seriam vistos mais como portadores de energia do que um setor. Sendo assim, dividem os setores em industrial, residencial/doméstico e transporte. Schaber, Steinke e Hamacher (2013) ao compararem a integração de renováveis em contexto puramente elétrico, com uso de armazenamento de energia elétrica, e no de integração dos setores, por sua vez, utilizaram como setores o setor elétrico, calor, hidrogênio e gás natural.

Sendo assim, Ramsebner et al. (2021) afirmam que essas diferenças de definição de setores são por conta de diferentes granularidades de análise, mais no nível micro ou macro, e da natureza da pesquisa, mais voltada ao aspecto técnico ou econômico. Dessa forma, tendo em vista que o presente trabalho apresenta uma visão mais econômica, isto é, busca minimizar o custo final total da operação do setor elétrico, os setores que serão considerados na definição de *sector coupling* são indústria/comércio em geral, residencial e mobilidade (transporte). Outros elementos que são tratados como setores por alguns autores, como gás, hidrogênio etc., entrarão na categoria de “tecnologias” do *sector coupling*, como vetores e portadores de energia.

2.2.3 MEIOS E TECNOLOGIAS CAPACITADORAS PARA ATINGIR A INTEGRAÇÃO DOS SETORES

Para ser possível fazer tal integração dos setores, é evidente que devem ser desenvolvidos e amadurecidos diversos processos e tecnologias ao longo do tempo. Alguns processos podem ser integrados diretamente na rede, necessitando ou não de alguma adaptação, enquanto outros podem depender de algum tipo de reação química somente atingível com a utilização de algum combustível líquido ou sólido, por exemplo. Em processos ligados diretamente na rede elétrica, espera-se que a matriz energética seja majoritariamente renovável, de forma que isso não leve a um aumento de emissão de carbono. Já em processos que necessitam de algum tipo de combustível, estes poderiam ser gerados em um momento em que houvesse um baixo custo marginal

da energia disponível, isto é, energia excedente resultando num preço baixo da mesma.

Neste contexto, a literatura apresenta diferentes divisões em relação aos meios existentes para atingir a integração dos setores. O Parlamento Europeu (2018), ao dividir a própria integração dos setores em duas partes, uma sendo a integração da demanda final e outra a integração de “vetores cruzados”, basicamente relaciona a primeira à eletrificação direta e a segunda à eletrificação indireta. O relatório da IRENA (2021) considera a eletrificação como um fator/meio crucial à integração dos setores, dividindo-a também em eletrificação direta e indireta (RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2021). Ramsebner et al. (2021), entretanto, dividem os meios/tecnologias em eletrificação direta e nos chamados *Power-to-X*, que basicamente significam a transformação da energia em algum tipo de gás, líquido etc.. Apesar de haver certa diferença entre as divisões, a ideia de que a energia pode ser utilizada diretamente, o que caracteriza a eletrificação direta, ou transformada em algum tipo de portador de energia, que caracteriza a eletrificação indireta, é a mesma.

2.2.3.1 ELETRIFICAÇÃO DIRETA

A eletrificação direta, apesar de possuir um potencial mais limitado que a indireta, visto que nem todos os processos são adaptáveis à utilização direta de energia elétrica, é superior em termos de eficiência (RUHNAU et al., 2019), já sendo realidade em alguns setores existentes. Em relação ao setor industrial, por exemplo, já existem processos de fabricação de aço com a utilização de fornos elétricos; inclusive, 68% da produção de aço dos Estados Unidos da América em 2018 veio de aço “eletrificado” (WORLD STEEL ASSOCIATION, 2019). No setor residencial, a eletrificação direta é uma alternativa para a parte de aquecimento, seja na utilização de boilers elétricos ou até mesmo chuveiros elétricos, bem usuais no Brasil; a eletrificação direta para aquecimento também é utilizada na literatura como “*Power-to-heat* descentralizado” (BLOESS; SCHILL; ZERRAHN, 2018).

Apesar de ser referido em certas ocasiões como *Vehicle-to-grid* (LUND et al., 2015) ou *Power-to-mobility* (BLANCO; FAAIJ, 2018; SECTOR COUPLING – USING SYNERGIES SENSIBLY, [s. d.]), a própria utilização de veículos elétricos caracteriza a utilização da eletrificação direta, com o uso de baterias e carregamento diretamente na rede elétrica. Inclusive, é interessante destacar o aumento do número de carros elétricos circulando, assim como a queda do preço da bateria ao longo dos anos; entretanto, na primeira metade de 2022 houve um aumento do preço dos metais, resultando no aumento do preço das baterias em comparação com 2021 e quebrando essa queda contínua de preços (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2022).

2.2.3.2 ELETRIFICAÇÃO INDIRETA

A eletrificação indireta é basicamente a transformação da energia elétrica em outro vetor/portador de energia, geralmente em forma de gás ou calor. É comum na literatura ser chamada também de *Power-to-x*, onde o “x” seria o produto final da conversão da energia elétrica. Esta é uma alternativa melhor que a direta quando há necessidade de armazenamento energético por um maior período de tempo (RUHNAU et al., 2019), ou quando o setor é dependente de maior autonomia e densidade energética, como o de aviação e transporte rodoviário “pesado” (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a). Apesar de haver várias divisões diferentes na literatura, elas acabam se relacionando ou com a eletrificação direta, ou com uma das três seguintes tecnologias de eletrificação indireta: *Power-to-gas*, *Power-to-liquid* e *Power-to-heat* (DE BUCY, 2016).

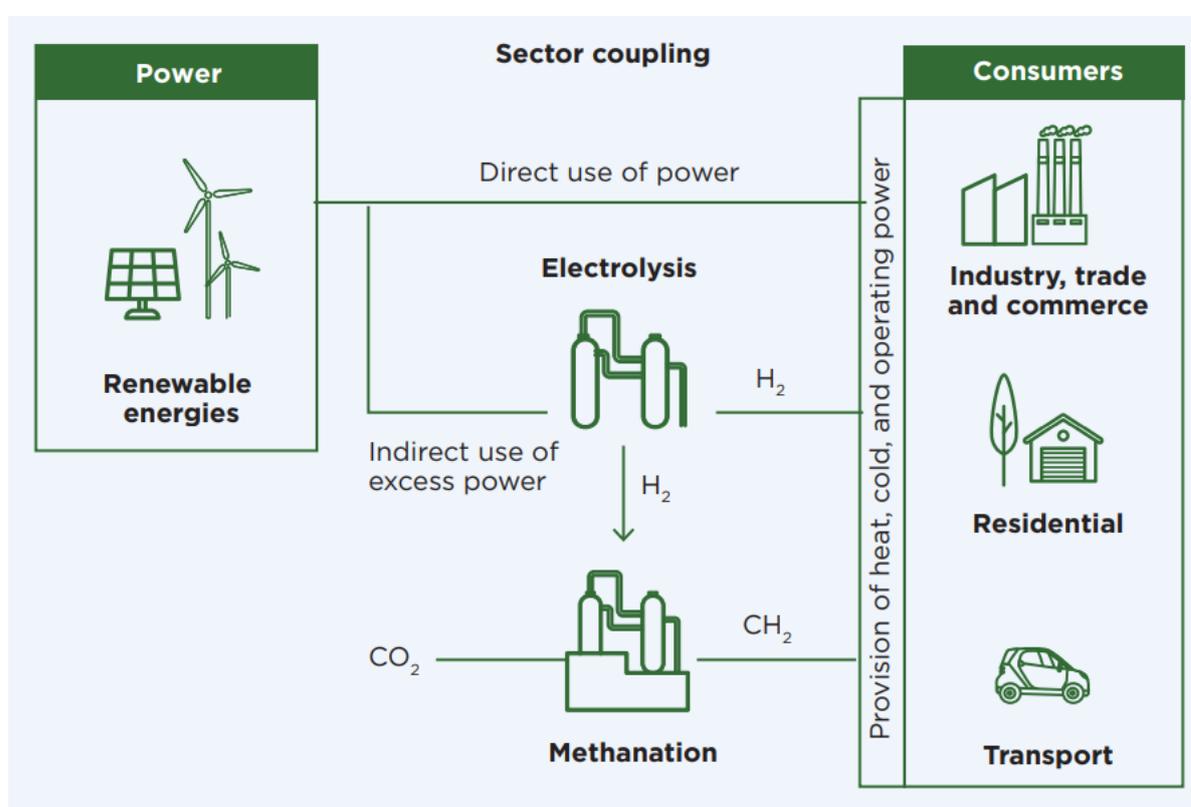
- *Power-to-gas*: o processo de conversão de energia elétrica em gás se concentra na produção de hidrogênio a partir do processo de eletrólise da água, e possivelmente na posterior conversão em metano (BLANCO; FAAIJ, 2018; DE BUCY, 2016; LUND et al., 2015). Essa alternativa é interessante por conta da infraestrutura de gás já existente, buscando assim sinergias que aumentem a flexibilidade do sistema elétrico (SECTOR COUPLING – USING SYNERGIES SENSIBLY, [s. d.]), além da possibilidade de utilizar certo percentual de gás hidrogênio no gás já comercializado (RAMSEBNER et al., 2021). Nesse processo, o hidrogênio se destaca não só pela sua utilização como gás combustível, mas também como gerador de outros vetores energéticos; além disso, apresenta diversos outros caminhos possíveis para facilitar a integração dos setores (MAROUFMASHAT; FOWLER, 2017).
- *Power-to-liquid*: esse processo não se dá diretamente da conversão da energia elétrica em algum líquido/combustível, e sim a partir de processos que necessitam de gás hidrogênio, como co-eletrólise de CO₂ e água e hidrogenação de CO₂. Estes geram um subproduto que permite a confecção de combustíveis sintéticos líquidos (BLANCO; FAAIJ, 2018). Este processo de “liquefação” também é chamado usualmente de *Power-to-fuel* (ROBINIUS et al., 2017; SCHEMME et al., 2017).
- *Power-to-heat*: diz respeito à conversão da energia elétrica em calor. Bloess, Schill e Zerrahn (2018) separam esse processo em centralizado e descentralizado. O centralizado seria a conversão de eletricidade em calor em um local longe da demanda final que será suprida a partir de alguma rede existente, enquanto o descentralizado seria a conversão no próprio local (ou bem próxima) da demanda final. Observa-se que esse último poderia

entrar na caracterização de eletrificação direta dada anteriormente.

2.2.4 PRINCÍPIO GERAL E INTEGRAÇÃO

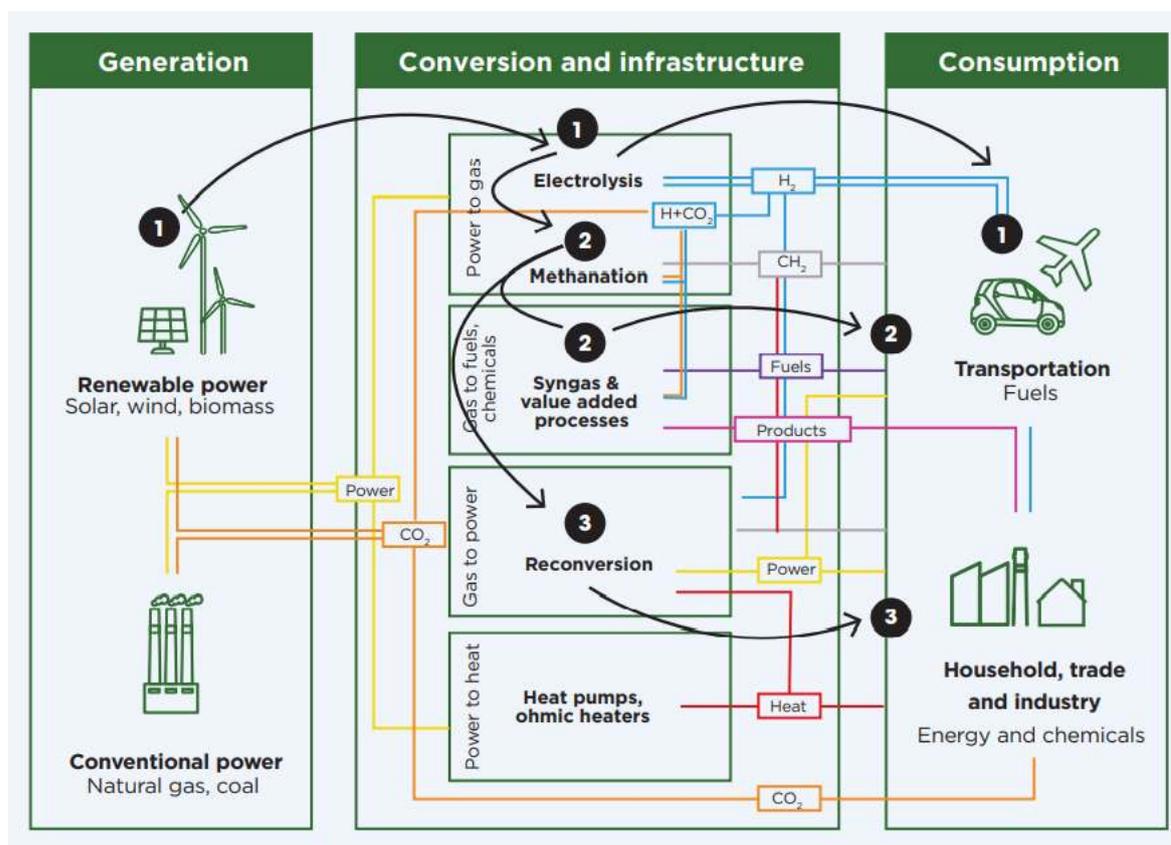
O princípio geral da integração dos setores tem origem no uso da energia elétrica como “matéria-prima” de todos os processos da sociedade, seja de forma direta ou indireta, conforme abordado no tópico acima. Desta forma, as figuras 2 e 3 resumem e esquematizam bem esse conceito.

Figura 2: Conceito base de integração dos setores



Fonte: ROBINIUS et al., 2017 apud IRENA, 2021

Figura 3: Rotas e detalhamento da eletrificação indireta



Fonte: ROBINIUS et al., 2017 apud IRENA, 2021

Levando em consideração a necessidade da energia elétrica ser proveniente de fontes renováveis, isto é, limpa, há de se considerar a intermitência destas para planejamento e operação energética. Nisso, o conceito de flexibilidade vem à tona, sendo definido como “a confiabilidade de um sistema energético para lidar com riscos, ameaças e eventos adversos que possam comprometer sua capacidade de atender às necessidades dos usuários finais” (BLANCO; FAAIJ, 2018, p. 1051, tradução nossa); ou seja, por conta da imprevisibilidade de aspectos naturais, a geração e demanda deverão ser ajustadas para garantir o suprimento de energia, expondo assim a importância do armazenamento.

Atualmente, não há alternativas de armazenamento de energia elétrica de larga escala, sendo as hidroelétricas reversíveis o que mais se aproxima disso (BLANCO; FAAIJ, 2018). Porém, as baterias, em devidas proporções, já são uma realidade, além da existência de possíveis vetores energéticos, o que possibilitaria aumentar a flexibilidade e confiabilidade do sistema elétrico ao armazenar a energia que seria normalmente vertida para ser utilizada em momentos de necessidade, que por sua vez é fundamentalmente o conceito base de integração dos setores.

Entretanto, existem algumas barreiras para que ocorra tal processo. Algumas tecnologias

existentes ainda não são competitivas em relação a tecnologias e técnicas já estabelecidas no mercado e/ou estão em estágio inicial de desenvolvimento. Os próprios combustíveis fósseis acabam sendo também uma barreira, muito por conta de sua abundância e baixo preço em comparação à biocombustíveis. A questão de infraestrutura necessária também é um fator limitante, visto que existe a possibilidade de expansão ou remodelação de toda infraestrutura existente para adaptá-la ao uso da energia elétrica ou de novos vetores energéticos, como o hidrogênio. Este, por sua vez, apresenta grande potencial para aumentar a flexibilidade e descarbonização do sistema.

2.3 HIDROGÊNIO

No contexto de descarbonização mundial, o hidrogênio é visto como um dos pilares chave para atingir o *net-zero* até 2050, juntamente com a eficiência energética, mudança de comportamento, eletrificação, renováveis e captura e armazenamento de carbono; espera-se que, de 2020 até 2050, ele passe de 0,1% para 10% do percentual do consumo final total de energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a). Grande parte dessa expectativa se deve ao fato de poder ser utilizado de forma versátil em diferentes setores, como de transporte, industrial, elétrico etc., além de ser um vetor energético sem presença de carbono que pode ser armazenado e transportado de forma relativamente fácil (STAFFELL et al., 2019).

Entretanto, justamente por ser um vetor e não uma fonte energética, será “limpo” ou não de acordo com o método utilizado para sua produção (MARBÁN; VALDÉS-SOLÍS, 2007). Dessa forma, caso produzido a partir de energia limpa, fornece uma oportunidade para o aumento da penetração de renováveis no setor elétrico (REN21, 2021). É interessante destacar que o entendimento da utilização do hidrogênio como vetor energético não é algo novo, visto que WINTER e NITSCH (1988) já abordavam o potencial do hidrogênio em sistemas energéticos e na própria economia; disso, pode-se tirar que a não consolidação do mesmo até os dias atuais deve-se possivelmente por razões econômicas e de maturidade tecnológica.

2.3.1 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

O hidrogênio é o elemento químico mais abundante do universo, fazendo parte de cerca de 75% de toda a matéria, e é o décimo elemento mais abundante da crosta terrestre (BAYKARA, 2018). Apesar disso, ele não é encontrado em sua elemental (gás H₂), sendo encontrado somente em combinação com outros elementos, como por exemplo hidrocarbonetos, ou com água (PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016). O motivo de não ser encontrado na atmosfera

em sua forma molecular é por conta da força gravitacional da Terra, que não é forte o suficiente para atrair a molécula de hidrogênio, que é extremamente leve (BAYKARA, 2018). É justamente por ser extremamente leve que a densidade do hidrogênio também é bem baixa (0.089 kg/m^3), por conta da proporcionalidade entre massa e densidade.

Seu uso como combustível é interessante por alguns fatores; sua combustão, que é basicamente uma reação química entre gás hidrogênio e oxigênio, gera somente água no processo que, da mesma forma, pode ser “quebrada” em hidrogênio e oxigênio. Dessa forma, é um combustível que pode ser gerado de elementos abundantes (água e oxigênio) e que, ao ser utilizado, gera um produto não poluente e de alto valor. Além disso, apresenta um grande poder calorífico, isto é, uma grande quantidade de energia por unidade de massa (ABE et al., 2019; PEREIRA, C. A. et al., 2017; PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016; YUE et al., 2021), que chega a ser quase três vezes maior que o da gasolina e do diesel, por exemplo. A tabela 1 a seguir mostra os valores de poder calorífico do Hidrogênio em comparação à alguns combustíveis.

Tabela 1: Comparação do poder calorífico de alguns combustíveis

Combustível	Poder calorífico [MJ/kg]	
	Inferior	Superior
Hidrogênio gasoso	119.96	141.88
Gás natural	47.13	52.21
Etanol	26.95	29.84
Diesel	42.78	45.76
Gasolina	43.44	46.52

Fonte: ABE et al. (2019, p. 15074)

Além disso, o Hidrogênio possui algumas características como ampla faixa de inflamabilidade, baixa energia de ignição, alta difusividade no ar e alta velocidade de chama (PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016); pode-se destacar que a energia para queimar uma mistura de hidrogênio e ar é cerca de 14 vezes menor que a energia necessária para queimar gás natural, por exemplo (PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016). Dessa forma, por ser altamente inflamável, é um gás perigoso em espaços confinados (MARBÁN; VALDÉS-SOLÍS, 2007), trazendo desafios referentes ao seu armazenamento, que serão discutidos posteriormente na seção 2.3.3. Entretanto, considerando sua baixa densidade e alta difusividade no ar, em casos de vazamento se dispersará rapidamente, sendo seguro em espaços abertos (MARBÁN; VALDÉS-SOLÍS, 2007; PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016).

Sendo assim, após as características expostas, pode-se citar como principais características que se traduzem em vantagens na sua utilização a alta eficiência na conversão de energia, abundância, facilidade na conversão para outras formas de energia, diferentes formas de armazenamento, produção a partir de água sem emissões e maior poder calorífico máximo e mínimo

em comparação à maioria dos combustíveis fósseis convencionais (DINCER; ACAR, 2015; PEREIRA, C. A. et al., 2017; ZHANG et al., 2021). Porém, é válido destacar que essa comparação de poder calorífico por volume não tem vantagem significativa, visto que o hidrogênio tem uma densidade muito menor do que os combustíveis convencionais, resultando em uma proporção de energia por volume menor (JI; WANG, 2021; PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016).

2.3.2 TIPOS E PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

Conforme exposto anteriormente, o hidrogênio é um vetor energético que deve ser gerado ou produzido em algum tipo processo, já que não está presente na natureza em sua forma elemental. Dessa forma, dependendo da fonte energética utilizada para sua produção, este pode possuir diferentes classificações. Apesar de não haver um consenso com a utilização e nem com o real significado destes termos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a), na comunidade científica e industrial comumente são utilizadas cores para fazer tal classificação de rota produtiva utilizada. Há três principais cores, sendo estas cinza, azul e verde.

O hidrogênio cinza é caracterizado pela sua geração através de gaseificação do carvão (YUE et al., 2021) e reforma a vapor de metano (GIZ, 2021; MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE, 2022), ou seja, a partir de combustíveis fósseis. Atualmente, é a forma mais comum de produção de hidrogênio no mercado (REN21, 2021), onde há emissão de pelo menos 10kg de CO₂ por kg de hidrogênio produzido (HYDROGEN COUNCIL, 2021, apud YUE et al., 2021, p. 13).

O hidrogênio azul, por sua vez, é gerado da mesma forma que o cinza (de fontes fósseis), porém com sistema de *Captura, armazenamento e utilização de carbono* (CCUS) (GIZ, 2021; JI; WANG, 2021; YUE et al., 2021); apesar de diminuir o custo e as emissões de CO₂ no curto prazo, sua existência se traduz na dependência da cadeia de combustíveis fósseis e necessidade de sistemas de CCUS, tendo tendência de aumento de custos com o passar do tempo (YUE et al., 2021), muito por conta do aumento do custo de créditos de carbono. Dessa forma, o hidrogênio azul é visto como ponte na passagem da utilização do cinza para o verde (GIZ, 2021; MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE, 2022), tendo seu impacto ambiental entre estas duas cores (JI; WANG, 2021).

Já o hidrogênio verde é basicamente o hidrogênio gerado a partir de fontes renováveis de energia (JI; WANG, 2021; REN21, 2021), sendo livre de emissão de CO₂ e produzido a partir da eletrólise da água (GIZ, 2021; MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE, 2022). Nesse contexto, políticas de incentivo ao hidrogênio verde podem trazer o aumento da penetração de mercado e capacidade de renováveis, juntamente com a diminuição do custo dos eletrolisadores. Além

dessas classificações, ainda existem colorações para o hidrogênio produzido a partir da energia nuclear. As consultorias McKinsey (2022) e Roland Berger (2021) utilizam a cor rosa para se referir à esta rota produtiva, enquanto YUE et al. (2021) utilizam a cor amarela.

Pode-se destacar a falta de definição de cores utilizadas para representar a obtenção do hidrogênio por diferentes processos, em que não há uma convenção definida. Acima foram abordadas as mais usuais, porém ainda existem outras (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA et al., 2021; EPE, 2022) que são expostas na tabela 2 resumo abaixo.

Tabela 2: Cores e respectivas formas de obtenção do hidrogênio

Cores	Forma de obtenção
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico
Preto	Produção a partir do carvão mineral, sem CCUS
Marrom	Gaseificação do carvão mineral, sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural, com CCUS
Verde	Eletrólise da água com energia renovável
Turquesa	Pirólise do metano, sem gerar CO ₂
Musgo	Produzido de biomassa ou biocombustíveis
Rosa	Produzido a partir de energia nuclear
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes

Fonte: Adaptado de EPE (2022)

2.3.3 ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE

A disponibilidade do hidrogênio como vetor energético no contexto de integração dos setores e sustentabilidade energética aumentaria a segurança energética, ao balancear a variabilidade da demanda de curto prazo e suprir picos sazonais de demanda; considerando isso, existe a necessidade de que os sistemas de armazenamento sejam econômicos, de larga escala e de longo prazo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a). Entretanto, por conta de sua baixa densidade, seu armazenamento e consequente transporte apresentam alguns desafios. Estes são mais evidenciados em sistemas móveis de armazenamento (PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016), onde fatores como peso e volume são mais relevantes, visto que sistemas estáticos podem ocupar mais espaço e funcionar em altas temperaturas e pressões (ABE et al., 2019).

Existem três formas básicas de armazenamento de hidrogênio: gasosa, líquida e sólida (ABE et al., 2019; PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016). Alguns autores tam-

bém consideram o armazenamento sazonal/subterrâneo como outra forma (REUSS et al., 2017; YUE et al., 2021), mas este pode entrar como uma das três formas anteriormente citadas, respeitando o estado em que o hidrogênio se encontrará. Além dessas, é válido destacar também o armazenamento em forma de *Liquid organic hydrogen carrier* (LOHC) (REUSS et al., 2017; WEICHENHAIN et al., 2021) e amônia (WEICHENHAIN et al., 2021).

O armazenamento do hidrogênio na forma gasosa é a mais utilizada atualmente. Por conta de sua baixa densidade, é comprimido em alta pressão, entre 35 e 70MPa (ABE et al., 2019), para armazenar mais quantidade em um volume menor (YUE et al., 2021). Por sua vez, entre 11 e 13% do conteúdo energético do hidrogênio é afetado negativamente pela pressurização (ABE et al., 2019). Nesse contexto, o uso do armazenamento sazonal/subterrâneo pode ser uma opção interessante de larga escala e longo prazo (YUE et al., 2021); o uso de cavernas de sal é uma tecnologia consolidada e utilizada pela indústria petroquímica desde a década de 70, suportando altas taxas de injeção e retirada, mas que depende de condições geológicas (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a).

Já o armazenamento na forma líquida consiste basicamente na liquefação do hidrogênio, resfriando-o abaixo do seu ponto de ebulição, por volta de -253°C (ABE et al., 2019; REUSS et al., 2017; WEICHENHAIN et al., 2021). Nesse processo, a densidade do hidrogênio aumenta para 71kg/m^3 ; entretanto, esse processo requer uma quantidade considerável de energia que chega a ser o equivalente a cerca de 30% do conteúdo energético do hidrogênio (REUSS et al., 2017), além da existência de perdas térmicas consideráveis (ABE et al., 2019).

O armazenamento na forma sólida, por sua vez, é o armazenamento por meio dos processos de adsorção física ou de quimissorção (ABE et al., 2019; PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016). No primeiro, o gás é fisicamente adsorvido a um substrato de alta área superficial por interações de van der Waals (ABE et al., 2019), enquanto o segundo é uma reação química com sólidos para formar hidretos (hidretos metálicos, por exemplo), onde o hidrogênio seria obtido em uma reação de decomposição (PRACHI R.; MAHESH M.; ANEESH C., 2016). Não é tão usual, ganhando mais atenção nos últimos anos pela possibilidade cada vez mais real da “economia do hidrogênio”.

Os LOHCs são compostos químicos orgânicos, facilmente transportados e que armazenam o hidrogênio por ciclos repetidos de processos de hidrogenação e desidrogenação (GIZ, 2021; REUSS et al., 2017; WEICHENHAIN et al., 2021); é líquido em condições ambiente, similar ao diesel e gasolina, tendo assim sinergias com processos e infraestruturas já existentes (GIZ, 2021; REUSS et al., 2017). Já a amônia, além de servir como insumo agrícola na produção de fertilizantes, também poderia ser um meio de armazenamento de hidrogênio. Basicamente,

junta-se o hidrogênio com amônia para sintetizar amônia líquida, que será transportada em tanques refrigerados e “quebrada” ao chegar ao seu destino, gerando assim o hidrogênio (WEICHENHAIN et al., 2021); entretanto, vale destacar a toxicidade da amônia e possíveis riscos existentes, caso aumente a produção dela como fruto dessa finalidade.

Em relação ao transporte, é distribuído na forma gasosa por gasodutos ou reboques de tubo de hidrogênio e na forma liquefeita em tanques criogênicos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a). O uso de gasodutos apresenta o grande atrativo da possibilidade de reaproveitamento da infraestrutura existente, além de poder ser misturado, até determinando percentual, com o gás natural (GIZ, 2021; WEICHENHAIN et al., 2021). Considerando uma “rota geral” do hidrogênio, uma análise da IEA indicou que o transporte por gasodutos geralmente é a opção mais eficiente economicamente para distâncias menores do que 1.500-3.000 km; para distâncias maiores, outras opções como transporte de hidrogênio liquefeito, LOHCs ou até mesmo amônia por navios podem ser mais atrativas economicamente (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a).

Vale destacar, porém, que distribuição do hidrogênio num contexto de consolidação do mesmo poderá ser feita com ele em diferentes estados, devendo ser considerados fatores como a finalidade do uso, os critérios de pureza e necessidade de armazenamento de longo prazo (HYDROGEN COUNCIL, 2021 apud. GIZ, 2021, p.19). Para casos de estações de reabastecimento de veículos movidos a células de combustível, por exemplo, faz mais sentido o transporte de hidrogênio liquefeito, visto sua maior pureza e facilidade de distribuição em rodovias (GIZ, 2021). Dessa forma, considerando rotas específicas de cadeias de suprimento, a melhor opção será definida por circunstâncias individuais (WEICHENHAIN et al., 2021).

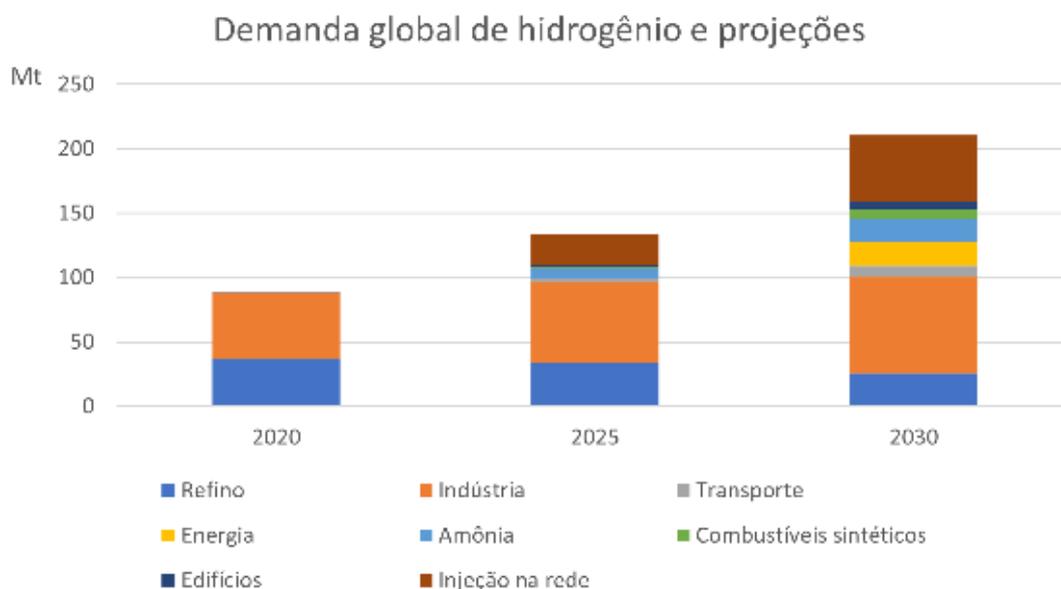
Visto isso, é possível concluir o transporte de hidrogênio ainda apresenta incertezas e é de certa forma negligenciado, muito por conta do foco das pesquisas em produção e utilização do hidrogênio, conforme destaca o relatório da Roland Berger (2021).

2.3.4 DEMANDA

A consolidação de meios efetivos de armazenamento e transporte são fundamentais para o atendimento da demanda, onde espera-se que esta cresça ao longo do tempo. Em 2020, foram consumidos aproximadamente 90 Mt (mega-toneladas) de hidrogênio, divididos nos setores industriais e de refino, sendo grande parte utilizada para produção de amônia. Este hidrogênio por sua vez foi majoritariamente proveniente de combustíveis fósseis, fazendo sua produção ser responsável por 2,5% das emissões globais de CO₂ em energia e indústria, com cerca de 900Mt emitidos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a). Espera-se que, junto com

o aumento de demanda, venha também o aumento de diferentes setores utilizando o hidrogênio de forma direta ou indireta, conforme a figura 4 demonstra.

Figura 4: Demanda global de hidrogênio em 2020 e projeções do Cenário *Net-Zero* em 2025-2030



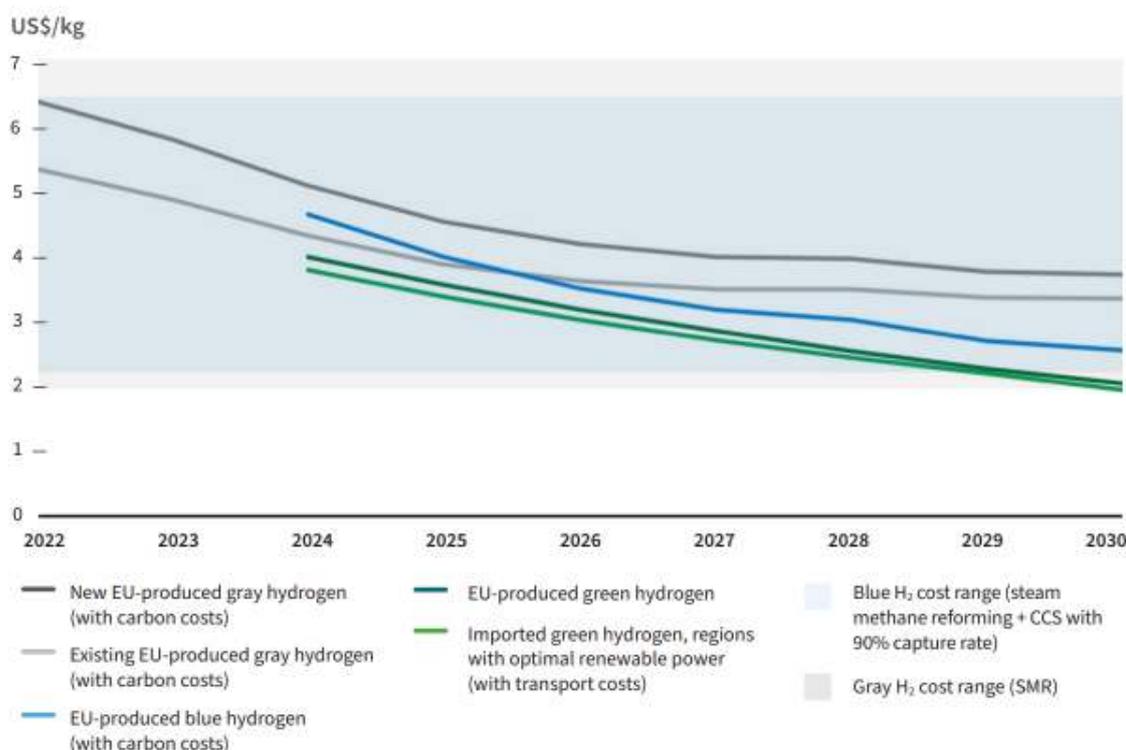
Fonte: IEA(2021a)

Aumentando o horizonte de análise, a demanda em 2050 é projetada por volta de 528 a 696 Mt de hidrogênio, considerando cenários *net-zero* e os relatórios “*BP Energy Outlook 2020*”, “*Hydrogen Economy Outlook*” e dados da IEA (WORLD ENERGY COUNCIL, 2021); vale destacar que, dependendo do cenário utilizado, a demanda variará, sendo o cenário *net-zero* o mais favorável ambientalmente. Num cenário mais conservador, a demanda em 2050 ficaria entre 187 a 290 Mt em 2050, de acordo com a mesma fonte.

Além disso, é importante enfatizar que a demanda é muitas das vezes sensível ao preço, sendo assim necessário que os custos sejam competitivos. Considerando os três principais tipos de hidrogênio (cinza, azul e verde), a IEA (2021a) projetava que a partir de 2030 o verde ficaria com preço mais competitivo, mas ainda mais caro que o azul e o cinza com CCU. Entretanto, uma análise posterior feita por JANZOW, KOCH BLANK e TATARENKO (2022) considera os efeitos da guerra entre Rússia e Ucrânia e suas consequências no preço do gás natural (altamente volátil no momento), refletindo assim no preço do hidrogênio azul. Nesta análise, o custo de hidrogênio verde seria competitivo com o cinza (produzido na União Europeia) já em 2024; neste contexto, considerando uma potencial redução de custos de eletrolisadores e aumento de custos de carbono (WORLD ENERGY COUNCIL, 2021), o hidrogênio verde tenderia a ficar cada vez mais barato que o azul e cinza. Vale destacar que o hidrogênio verde importado

de países com alta disponibilidade renovável seria o mais barato, cenário em que o Brasil se encaixa. As projeções podem ser vistas na figura 5.

Figura 5: Projeções de preço do hidrogênio cinza, azul e verde na União Europeia



Fonte: JANZOW, KOCH BLANK, TATARENKO (2022)

2.3.5 APLICAÇÕES NO CONTEXTO DE INTEGRAÇÃO DOS SETORES

Conforme exposto ao longo deste capítulo, a utilização do hidrogênio verde no ambiente de integração dos setores se caracteriza como eletrificação indireta, onde seu grande diferencial é o grande leque de opções de utilização. Partindo do hidrogênio produzido por meio da eletrólise com uma fonte energética renovável, a primeira possibilidade seria a utilização deste para suprir possíveis demandas do grid, isto é, a “reeletrificação” em momentos de pico (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a; YUE et al., 2021); entretanto, considerando que há outras formas mais interessantes de utilização do ponto de vista industrial e químico e possíveis questões de eficiência energética, considera-se a utilização no setor de energia não será tão usual.

Por sua vez, a utilização em outros setores apresenta maiores demandas e potencial de escalabilidade. No setor de transportes, pode ser utilizado tanto para produção do metanol e posterior produção de “e-combustível”, quanto utilizado diretamente por células de combustível, ampliando a possibilidade de uso por diferentes modais. Estas últimas apresentam no

momento custos que não são competitivos com alternativas do mercado, mas que reduziu cerca de 70% desde 2008 e pode reduzir em mais 70% com economias de escala (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a).

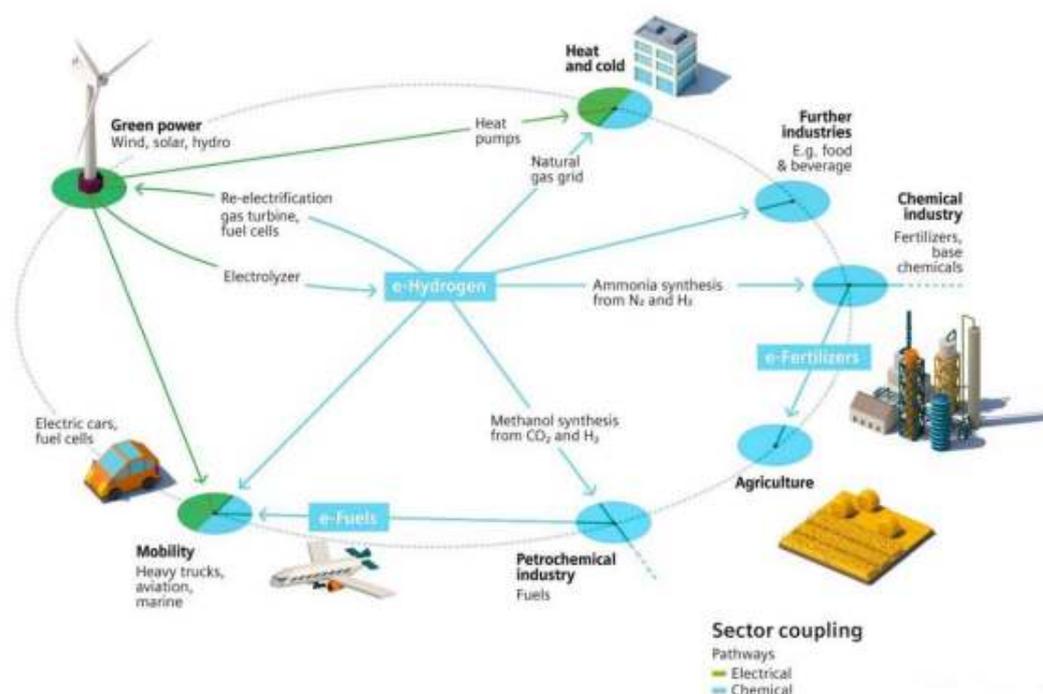
A utilização no setor de transporte, apesar disso, possui algumas barreiras: os combustíveis sintéticos possuem alto custo de produção, podem ter grandes perdas energéticas da produção ao consumo e geralmente necessitam de maiores cuidados de manuseio em relação aos combustíveis líquidos usuais (ENERGY AGENCY, 2021).

No setor residencial, pode ser utilizado para aquecimento, aproveitando a infraestrutura de gás natural já existente (atualmente, é limitada a porcentagem de H₂ misturada em gás natural). Já no industrial, pode ser utilizado para a produção de aço, reduzindo consideravelmente as emissões de gases de efeito estufa provenientes deste processo (BHASKAR; ASSADI; SOMESARAEI, 2020).

Entretanto, é no setor de agricultura que talvez esteja o maior potencial da utilização do hidrogênio: este pode ser utilizado para sintetizar amônia, juntamente com o nitrogênio, no processo de *Haber-Bosch* (WINTER; NITSCH, 1988) ou em algum outro bem similar a este último (WEICHENHAIN et al., 2021), amplamente utilizado na indústria. Considerando o fato de a amônia ser altamente utilizada para produção de fertilizantes, já existe uma grande expertise tanto para armazenar quanto para transporte essa substância. Dessa forma, ela apresenta vantagens sobre o uso do hidrogênio para transporte de longas distâncias, atendendo cerca de 45% da demanda global de combustível marítimo no cenário Net-Zero (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021a).

Sendo assim, a amônia verde produzida pode ser utilizada tanto para produção de fertilizantes como forma de distribuição do hidrogênio (GIZ, 2021), além de também poder ser utilizada como combustível (ENERGY AGENCY, 2021). Neste contexto, espera-se que o uso de amônia como combustível na indústria marítima e para “quebra” em hidrogênio verde nos setores petroquímico e de aço comece por volta de 2025 em países europeus (JANZOW; KOCH BLANK; TATARENKO, 2022). A figura 6 abaixo representa uma esquematização das diversas aplicações do hidrogênio no contexto da integração dos setores.

Figura 6: Diversas aplicações do hidrogênio verde no contexto de integração dos setores



Fonte: Siemens (2019)

2.3.6 HIDROGÊNIO NO BRASIL

Atualmente, assim como em grande parte do mundo, a aplicação do hidrogênio no Brasil se dá somente na síntese de diversos produtos e em processos industriais, sendo este por sua vez cinza. O mercado consumidor é composto basicamente dos setores petroquímico (refino de combustíveis), siderúrgico e metalúrgico (redução de ferro gusa e fornos de atmosferas controlada), setor de alimentos (hidrogenação de produtos) e setor de geração de energia (especificamente termelétricas, para refrigeração de turbinas) (GIZ, 2021). Por sua vez, o Brasil é uma potência agrícola, sendo responsável por aproximadamente metade das exportações brasileiras; além disso, mais de 80% dos fertilizantes consumidos no Brasil são provenientes de importação (SAE-PR, 2020).

O Brasil apresenta uma matriz energética composta em grande parte de energias renováveis. Além disso, o país dispõe de uma “complementariedade” em relação à intermitência das fontes renováveis: em períodos em que os reservatórios estão mais vazios, isto é, ocorrendo menos chuvas, há maior incidência de ventos; e em períodos com menor incidência de ventos, há mais chuvas (KELMAN et al., 2020). Visto que “metade” da parcela de produção do hidrogênio verde é justamente a energia renovável (sendo a outra a água), o país apresenta uma vantagem competitiva e enorme potencial de ser futuramente um grande exportador deste pro-

duto, embasado nas projeções de grande aumento do consumo de hidrogênio, principalmente pela Europa.

Considerando este contexto, o Brasil tem condições de destinar parte desta produção para a produção de amônia verde, diminuindo assim a dependência internacional de fertilizantes e aumentando consequentemente o mercado interno para o próprio hidrogênio. Além disso, conforme analisado por Kelman et. al. (2020), também pode haver diminuição emissões provenientes do transporte de produtos agrícolas, ao substituir os combustíveis fósseis por combustíveis provenientes do hidrogênio verde.

Em relação especificamente ao hidrogênio verde, sua utilização no país encontra-se restrita a projetos pilotos e de Pesquisa e Desenvolvimento, ainda em escala experimental (GIZ, 2021). Pode-se destacar o projeto “Ônibus a combustível a hidrogênio para transporte urbano no Brasil”, que consistiu na fabricação e utilização de três ônibus híbridos movidos a pilha a combustível, além uma estação de produção, armazenamento e abastecimento de hidrogênio operando no transporte urbano de passageiros (GIZ, 2021); e o ônibus movido a hidrogênio desenvolvido pela Coppe-UFRJ, que deverá ser fabricado e vendido nos próximos anos (FREITAS, 2021). Há também o projeto da EDP Brasil, uma das empresas líderes do setor de energia no país, que planeja iniciar as atividades de produção de hidrogênio verde no Ceará até o final do ano de 2022, utilizando uma usina-piloto. Este hidrogênio será utilizado para substituir parte do carvão mineral que abastece uma usina termoelétrica próxima da região (ZAPAROLLI, 2022).

Visto o potencial do país e inclusive projetos pilotos e investimentos sendo feitos na área, o Ministério de Minas e Energia (MME), em agosto de 2021, propôs diretrizes para o *Programa Nacional do Hidrogênio* (PNH2). Este visa desenvolver em conjunto políticas públicas, tecnologia e mercado, tidos como pilares fundamentais para desenvolvimento de uma economia do hidrogênio (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EPE; MCTI, 2021). Na figura 7 abaixo são mostrados os eixos temáticos nos quais o PNH2 se baseia.

Figura 7: Eixos temáticos do PNH2



Fonte: Ministério de Minas e Energia (2021)

2.4 MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DA CADEIA DE HIDROGÊNIO

Considerando o assunto do presente trabalho, foram procurados diferentes modelos na literatura que abordassem uma possível otimização da produção de hidrogênio a partir de energia renovável. PAN et al. (2020) desenvolveram um modelo de planejamento de dois níveis para sistemas de energia integrando eletricidade e hidrogênio utilizando Programação Linear Inteira Mista (MILP), considerando o custo nivelado de hidrogênio; esses dois níveis são basicamente a divisão da função objetivo em duas, onde na primeira busca-se minimizar os custos de investimento e na segunda o custo nivelado de hidrogênio. Nesse estudo foi considerado armazenamento, assim como possíveis custos de partida e parada do eletrolisador.

WU et al. (2021), por sua vez, analisam a estratégia ótima da oferta de *Hydrogen fueling stations* (que são basicamente plantas de hidrogênio que possuem armazenamento capaz de despachar hidrogênio para o mercado) nos mercados de energia e no de reserva, considerando cenários de incertezas como preço “*day-ahead*”, preço de reserva secundária etc., utilizando programação estocástica multi-estágio. HE et al. (2021) desenvolveram um modelo de planejamento que avalia investimentos e operações considerando a rede de suprimentos energética e de hidrogênio levando em conta produção, armazenamento, transmissão, transformação (compressão/liquefação) e demanda, determinando o “*mix*” mais barato de eletricidade e produção que atenda a demanda; entretanto, nesse estudo não foram mostradas as equações utilizadas, não sendo possível afirmar qual método foi utilizado.

A abordagem dos estudos varia, podendo considerar uma cadeia de suprimentos mais flexível, considerando armazenamento de longo prazo e também transporte e LOHCs para a parte

de mobilidade em uma análise técnico-econômica (REUSS et al., 2017), ou até mesmo uma análise de viabilidade econômica de projeto para produção de hidrogênio em conjunto com um sistema fotovoltaico (PEREIRA, C. A. et al., 2017). Na grande maioria das vezes, é feita uma abordagem econômica.

Dessa forma, é possível observar que existem diferentes modelos para analisar a produção e cadeia de suprimentos do hidrogênio, onde cada um possui uma granularidade e detalhamento diferente de dados. Sendo assim, é possível usar técnicas de otimização para modelar o potencial de produção futura de hidrogênio, assim como de algum outro possível vetor energético.

3 ESTUDO DE CASO

3.1 MODELAGEM

O objetivo principal da modelagem desenvolvida é permitir a minimização dos custos totais na operação do sistema elétrica, com a adição da representação do processo de produção de hidrogênio no grid. Vale destacar que a modelagem foi feita de forma genérica, permitindo que não só o processo de hidrogênio seja representado, mas qualquer processo produtivo na rede elétrica que produza algum tipo de produto como saída (eletrificação indireta), estendendo a possibilidade de estudos na temática de integração dos setores. Além disso, são levados em consideração na função objetivo os possíveis fatores de conversão de unidades monetárias, já que podem existir custos em diferentes moedas; entretanto, não foi considerada nenhuma análise custo de oportunidade do dinheiro.

Na simulação do modelo espera-se que, em cenários de energia barata, haja um consumo que compense os custos produtivos, assim como espera-se que, em cenários de energia cara, não haja produção ou haja uma produção reduzida. No caso de demanda elástica, a quantidade de hidrogênio/produto produzido multiplicada pelo seu preço é subtraída da função objetivo. Logo, nesse caso, é evidente que os cenários também dependerão dos preços da demanda; caso o preço do produto demandado seja muito alto, é possível que compense produzir mesmo com a energia possuindo um custo marginal elevado.

3.1.1 SOFTWARES UTILIZADOS

3.1.1.1 SDDP

O modelo desenvolvido foi implementado no modelo computacional SDDP®, desenvolvido pela PSR, uma consultoria do ramo de energia e gás. Este é um modelo de despacho estocástico para sistemas elétricos, com a representação da rede de transmissão e de gás, sendo utilizado para estudos de operação de longo, médio e curto prazo. Utiliza do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE, ou SDDP do termo em inglês) desenvolvido por PEREIRA e PINTO (1991), tido como referência mundial na área de otimização estocástica. O código do modelo é desenvolvido em FORTRAN/C e a solução dos problemas lineares é obtida através do otimizador XPRESS®. Vale destacar que, como é utilizado para estudos de operação energética, sua utilização se encaixa justamente no eixo 3 do PNH2. A visualização da implementação no software, no nível de interface, está disponível no Apêndice A.

3.1.1.2 OPTGEN

O OptGen® é um software também desenvolvido pela PSR, sendo um modelo de planejamento de expansão a longo prazo que determina o menor custo (de operação e investimento) e tempo ideal para construção, retirada, substituição ou aumento de capacidade de plantas de geração, redes de transmissão e gasodutos. Basicamente, seu funcionamento é por meio de iterações com o SDDP, onde para cada plano de expansão (OptGen), é calculada a operação do sistema (SDDP), até chegar à solução ótima.

3.1.2 ESTRUTURAÇÃO DO MODELO

Considerando os aspectos da eletrificação, a estruturação deste processo se deu pela representação de 6 agentes específicos: processo, nó, transporte, produtor, armazenamento rápido e demanda. A seguir, são detalhados tais elementos, assim como quais serão as restrições em que serão englobados.

- Processo: elemento generalizado, que englobará o nó, produtor, armazenamento, transporte e demanda e representará todo o processo de eletrificação que gerará algum tipo de produto. Exemplo: processo de produção do hidrogênio; pode haver diferentes produtores de hidrogênio, mas todos são englobados em “processo de produção do hidrogênio”.
- Nó: representará a ligação entre o produtor, armazenamento e demanda, onde cada nó estará associado a somente um processo; será uma espécie de “centro de distribuição”. Como cada nó terá sua própria demanda, o balanço de demanda (eq. 3) de cada nó consistirá no somatório de todo produto que é produzido/entra no nó, menos o que sai do mesmo.
- Transporte: representará a ligação entre dois nós do mesmo processo, possuindo como restrição as capacidades máximas no sentido do nó de origem para o de destino e do nó de destino para o de origem (eq. 6 e 7). Entra na função objetivo com seus custos de transporte por unidade transportada (eq 1) e na equação de balanço do nó (eq 3) com sua quantidade transportada entre nós.
- Produtor: representará a produção de algum produto, como o hidrogênio por exemplo, sendo ligado a somente um nó e a uma barra do circuito de determinado sistema elétrico. Possui como restrição a capacidade máxima produtiva (eq. 5) e entra na função objetivo (eq. 1) com sua produção multiplicada pelos seus custos de produção por unidade produ-

zida, além de entrar na restrição de balanço do nó (eq. 3) com suas unidades produzidas e na restrição de balanço do sistema (eq. 2) com seu uso de energia para produção.

- Armazenamento: foi modelado como uma “*fast response storage*”, sendo parecida com uma bateria; será ligada a somente um nó. Como é um armazenamento, necessitará de uma restrição de balanço (eq. 4), visto que a quantidade disponível na etapa t dependerá da quantidade final da etapa $t-1$, mais um carregamento e menos um descarregamento do produto. As variáveis de carga e descarga também entram na restrição de balanço dos nós (eq. 3).
- Demanda: representará a demanda de determinado nó, entrando do lado direito da restrição de balanço deste (eq. 3), podendo ser elástica ou inelástica; quando for inelástica, terá uma variável de deficit associada.

3.1.3 FORMULAÇÃO DO MODELO

Nessa sessão é formulado o modelo de otimização em si, que resume os agentes e suas relações abordadas na sessão 3.1.2. A seguir, são introduzidos os conjuntos, parâmetros e variáveis de decisão utilizados no problema.

Conjuntos:

I	Conjunto de usinas hidro
J	Conjunto de usinas termoelétricas
L	Conjunto de fluxos
S	Conjunto de sistemas
N_{ps}	Conjunto de processos
N_n	Conjunto de nós
N_p	Conjunto de produtores
N_a	Conjunto de unidades de armazenamento
$\Delta(n)$	Conjunto de produtores que está conectado ao nó n
$\tau(ps, n)$	Conjunto de nós de determinado processo os ligados ao nó n
$\nabla(n)$	Conjunto de unidades de armazenamento conectadas ao nó n

Parâmetros:

$CP(p)$	Custo de produção do produtor p [\$/unid.]
$\bar{P}(p)$	Produção máxima do produtor p [Unid.]
$\varphi(p)$	Consumo específico do produtor p [MWh/unid.]
d_{tk}	Demanda de energia na etapa t , bloco k [MWh]
d_n	Demanda de produto no nó n [Unid.]
$P_d(n)$	Preço do produto demandado no nó n [\$/Unid.]
$\bar{f}_{ps}(n,m)$	Capacidade máxima de fluxo de produto no sentido $n \rightarrow m$ [Unid./dia]
$\bar{f}_{ps}(m,n)$	Capacidade máxima de fluxo de produto no sentido $m \rightarrow n$ [Unid./dia]
$CT(n,m)$	Custo de transporte no sentido $n \rightarrow m$ [\$/Unid.]
$CT(m,n)$	Custo de transporte no sentido $m \rightarrow n$ [\$/Unid.]
$CD_d(s)$	Custo de deficit de demanda do sistema s [\$/MWh.]
$CD_n(n)$	Custo de deficit de demanda do nó n [\$/Unid.]

Variáveis de decisão:

$g_{tk}(i)$	Energia produzida pela hidro i no bloco k , etapa t [MWh]
$g_{tk}(j)$	Energia produzida pela térmica j no bloco k , etapa t [MWh]
$f_e(l)$	Fluxo de entrada de energia [MWh]
$f_s(l)$	Fluxo de saída de energia [MWh]
$P(p)$	Produção do produtor p [Unid.]
$f_{ps}(m,n)$	Fluxo de produto entre os nós m e n , sentido $m \rightarrow n$ [Unid./dia]
$f_{ps}(n,m)$	Fluxo de produto entre os nós n e m , sentido $n \rightarrow m$ [Unid./dia]
$\delta(a)$	Descarga do armazenamento [Unid.]
$\gamma(a)$	Carga do armazenamento [Unid.]
$v_t(a)$	Quantidade armazenada na etapa t [Unid.]
$deficit_d$	Deficit da demanda do sistema [\$/MWh]
$deficit_n$	Deficit da demanda do nó n [\$/Unid.]

Após a exposição destas, o problema de programação linear é definido a seguir:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \sum_{p=1}^{N_p} CP(p) \times P(p) + \sum_{n \in N_n, m \in \tau(ps,n)} CT(n,m) \times f_{ps}(n,m) - \sum_{n \in N_n, p \in \Delta(n)} P_d(n) \times P(p) \\
 + \sum_{s=1}^S CD_d(s) \times deficit_d(s) + \sum_{n=1}^{N_n} CD_n(n) \times deficit_n(n) \quad (1)
 \end{aligned}$$

S.a

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^L [f_e(l) - f_s(l)] - \sum_{p=1}^{N_p} P(p) \times \varphi(p) + deficit_d = d_{tk} \quad (2)$$

$$\sum_{p \in \Delta(n)} P(p) + \sum_{m \in \tau(ps,n)} [f_{ps}(m,n) - f_{ps}(n,m)] + \sum_{a \in \nabla(n)} [\delta(a) - \gamma(a)] + deficit_n = d_n \quad (3)$$

$$v_t(a) = v_{t-1}(a) + \gamma_t(a) - \delta_t(a), \text{ para } a = 1, \dots, N_a \quad (4)$$

$$P(p) \leq \bar{P}(p) \quad (5)$$

$$f_{ps}(n,m) \leq \bar{f}_{ps}(n,m) \quad (6)$$

$$f_{ps}(m,n) \leq \bar{f}_{ps}(m,n) \quad (7)$$

$$g_{tk}(i), g_{tk}(j), f_e(l), f_s(l), P(p), f_{ps}(m,n), f_{ps}(n,m), v_t(a), \delta(a), \gamma(a), deficit_n \geq 0 \quad (8)$$

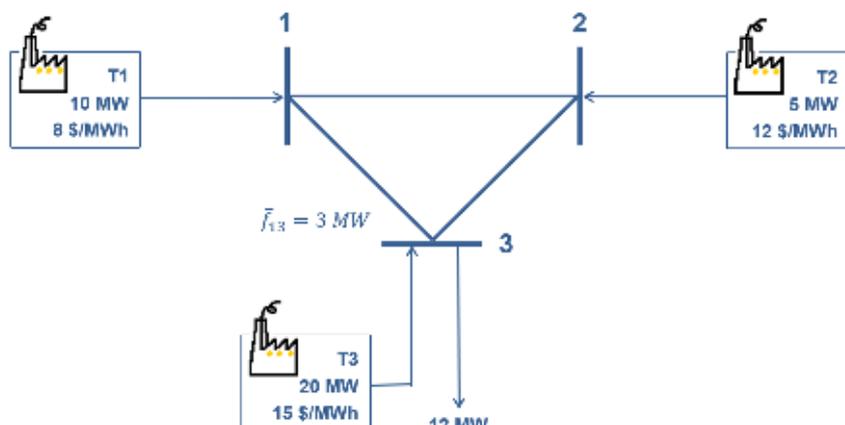
3.1.4 CASO EXEMPLO

Antes de abordar o estudo de caso do sistema brasileiro, será exposto um breve exemplo do funcionamento da implementação da cadeia de suprimentos do hidrogênio. Para isso, foi utilizado e rodado um caso base do software SDDP; posteriormente, foi adicionado nesse mesmo caso elementos de hidrogênio, a fim de apontar diferenças e comparar resultados. Vale destacar que os casos apresentam como geradores somente usinas termoeletricas, sendo o hidrogênio gerado dessa forma cinza; como são casos reduzidos somente para demonstração, não foi dada importância a isso.

3.1.4.1 CASO BASE

Esse caso possui basicamente 3 principais elementos: a demanda elétrica do sistema, usinas termoeletricas e barras de rede. A duração do estudo é de 744 horas e demanda elétrica do sistema é de 12MW, sendo concentrada na barra 3. A rede elétrica, por sua vez, é composta por três circuitos, respectivamente da barra 1 para a 2 (circuito 1), da barra 2 para 3 (circuito 2) e da barra 1 para a 3 (circuito 3); todos eles possuem reatâncias iguais. Os circuitos 1 e 2 não possuem limite de fluxo na rede, enquanto o circuito 3 apresenta limite de 3MW. Em relação a usinas termoeletricas, há três: a usina 1 apresenta capacidade de 10MW de geração, custo de combustível de 8\$/MWh e está conectada na barra 1; a usina 2 apresenta capacidade de 5MW de geração, custo de combustível de 12\$/MWh e está conectada na barra 2; e a usina 3 apresenta capacidade de 20MW de geração, custo de combustível de 15\$/MWh e está conectada na barra 3. A figura 8 esquematiza os dados expostos acima.

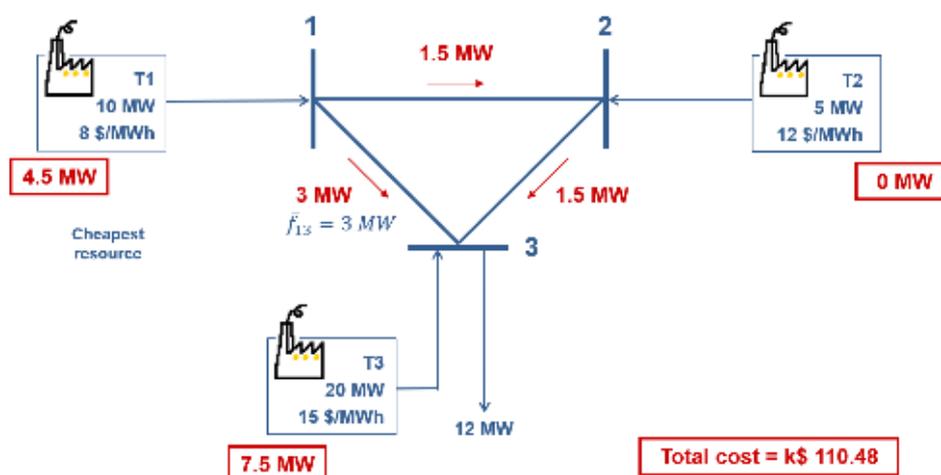
Figura 8: Esquemática do caso base



Fonte: PSR

Como é um caso de despacho térmico e não possui nenhuma fonte de estocasticidade, é um simples problema linear, onde será despachado o máximo da usina térmica mais barata, respeitando os limites de fluxo na linha e a segunda Lei de Kirchhoff. Dessa forma, obtém-se o custo total de k\$ 110,48; o esquema da figura 9 abaixo resume os resultados:

Figura 9: Resultados do caso base



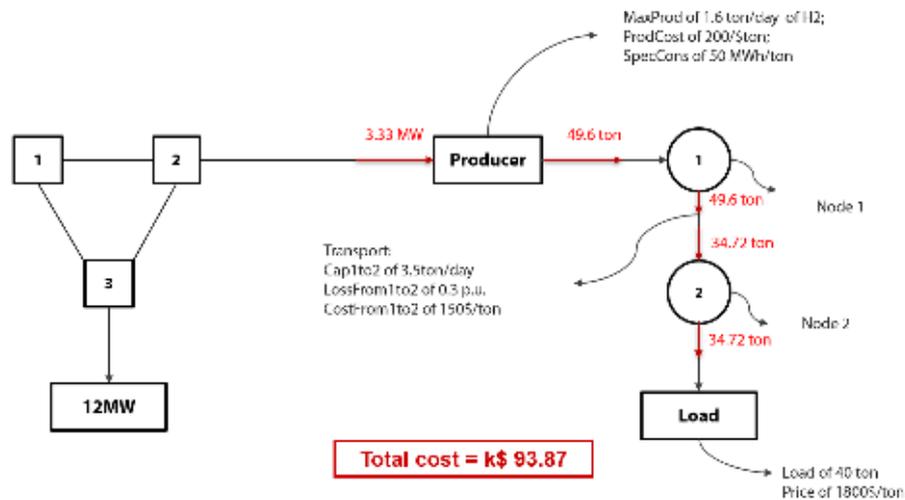
Fonte: PSR

3.1.4.2 CASO BASE COM HIDROGÊNIO

Neste caso, foram adicionados quatro elementos de hidrogênio: nós, produtor, transporte e demanda. Há dois nós, sendo o nó 1 o conector do produtor ao nó 2, que por sua vez é onde está associada a demanda de hidrogênio; esta é elástica, tendo valor de 40 toneladas e respectivo preço de \$1800/ton. O produtor foi conectado à barra 2, tendo como custo de produção

\$200/ton, consumo específico de 50MWh/ton e produção máxima de 1.6 toneladas por dia. Por fim, o transporte entre os nós 1 e 2 possui capacidade de 3.5 toneladas/dia, perdas de 30% e custo de \$150/ton. Os resultados são mostrados na figura 10 abaixo:

Figura 10: Resultados do caso exemplo de hidrogênio



Fonte: Elaborado pelo autor

3.2 CASO REAL

O presente estudo de caso será dividido em duas partes, cujo objetivo principal é analisar o potencial do Brasil como exportador de hidrogênio verde para a UE. Primeiramente, será analisada a expansão necessária para a produção de hidrogênio associada diretamente à uma usina renovável, sem estar conectada ao grid de energia, isto é, com geração elétrica exclusivamente para a eletrólise; o excedente de energia poderá ser vendido. Em seguida, será analisada a mesma expansão, mas permitindo também comprar energia da rede, integrando assim a produção de hidrogênio verde com a rede elétrica, na premissa de que o Brasil tem emissões abaixo do limite de 100 gCO₂e/kWh (SWEATMAN, 2020) imposto pela UE para ser considerado energia limpa. Com isso, busca-se comparar custos operativos considerando diferentes configurações e “percentual verde” do sistema.

3.2.1 DADOS UTILIZADOS

Ambos os casos apresentam como dados básicos os projetos de plantas renováveis, o preço de venda/compra da energia e a demanda e produção de hidrogênio. Os projetos e o preço da energia foram obtidos a partir de um caso fornecido pela PSR, proveniente de um estudo feito para analisar a questão energética do país no contexto de mudanças climáticas. Esse caso

fornecido já considerava a inclusão dos 8 gigawatts de termelétricas movidas a gás natural provenientes da Lei de Privatização da Eletrobrás (NASCIMENTO, 2022).

Neste contexto, para o preço da energia foi utilizado o custo marginal de demanda deste caso fornecido, sendo considerados os 200 cenários de preço existentes; os projetos foram simplesmente mantidos. Para estes últimos, foram considerados somente os projetos da região Nordeste, pois entende-se que será a região onde ocorrerá toda a produção de hidrogênio do país por conta da sua localização geográfica, que maximiza a geração renovável devido a alta incidência de sol e vento e é próxima de grandes portos (GIZ, 2021; KELMAN et al., 2020).

Os dados de demanda de hidrogênio foram obtidos no artigo da consultoria McKinsey, que analisa as oportunidades do hidrogênio verde no Brasil (GURLIT; GUILLAUMON; AUDE, 2021). É importante ressaltar que ao considerar esses dados, foi adotado um viés conservador, adicionando neles um atraso de 10 anos. Além disso, a demanda no artigo é dividida parte destinada ao mercado interno e parte ao mercado externo. Neste trabalho será considerada somente a demanda de exportação, após linearizações considerando o atraso exposto anteriormente.

Sendo assim, nesse estudo, para exportação, espera-se que no cenário base o Brasil exporte 0.6 milhões de toneladas em 2030, e 1.2 e 2.3 milhões de toneladas em 2035 e 2040, respectivamente (GURLIT; GUILLAUMON; AUDE, 2021). A partir disso, foram feitas linearizações para obter os dados de demanda dos anos dentro do intervalo de 2030-2050, disponíveis na figura 11.

Figura 11: Dados de demanda de exportação de hidrogênio no Brasil após linearizações

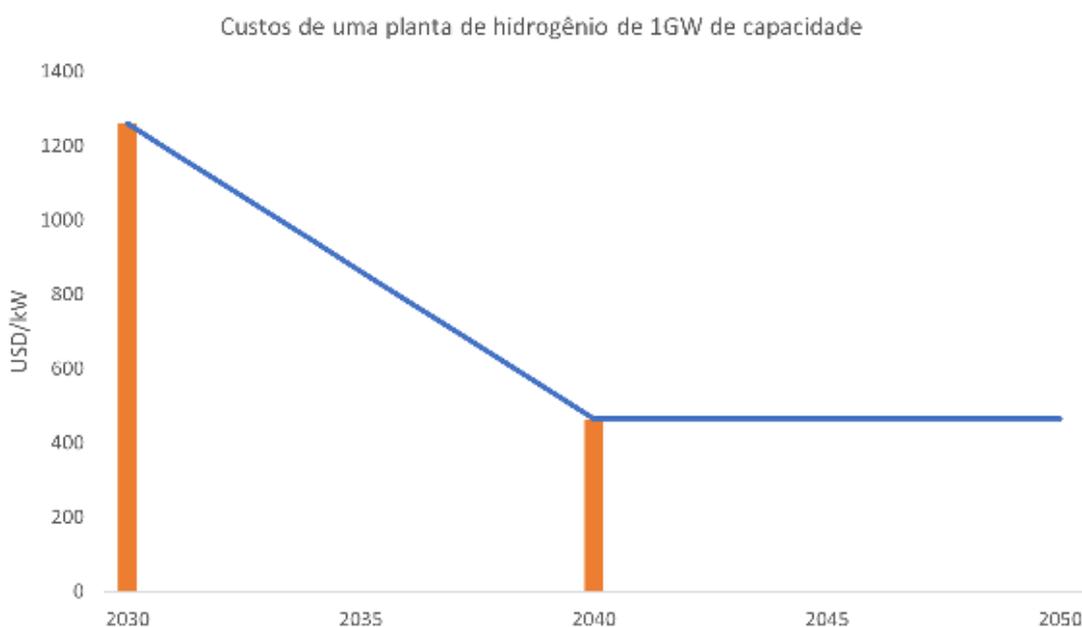


Fonte: Elaborado pelo autor

Em relação à produção de hidrogênio, há considerações a serem feitas. Por conta de não existirem projetos concretos até o momento (somente projetos teste) e não haver uma estimativa do número de plantas de hidrogênio futuramente, foi considerado somente um projeto de produtor de hidrogênio, com capacidade de produção maior que a demanda de exportação de 2050. Para o consumo específico foi considerado o valor de 0.048 MWh/kg, calculado considerando o inverso da taxa de conversão de 21kg/MWh de hidrogênio, calculada a partir conteúdo energético de hidrogênio, de 0.033 MWh/kg, e da eficiência dos eletrolizadores de 69% (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021b).

Seu custo de investimento, por sua vez, apresenta valores entre USD 1,120/kW (HYDROGEN COUNCIL; MCKINSEY & COMPANY, 2021) e EUR 1,400/kW (HANS VAN 'T NOORDENDE, 2022), com projeções que chegam à USD 230/kW e EUR 700/kW já em 2030; entretanto, com um viés conservador, será aplicado um atraso de 10 anos nesses valores. Estes, por sua vez, serão também linearizados, sendo utilizados como pontos para linearização a média entre os valores expostos, considerando a proporção de 1 para 1 entre dólar e euro; o intervalo para linearização será entre 2030-2040, e considerou-se que a partir de 2041 o valor ficaria constante em USD 465/kW. Vale ressaltar que os custos utilizados são somente de eletrolizadores e processos, excluindo custos indiretos. Os dados que serão utilizados podem ser visualizados na figura 12.

Figura 12: Custos de investimento em plantas de Hidrogênio após linearizações



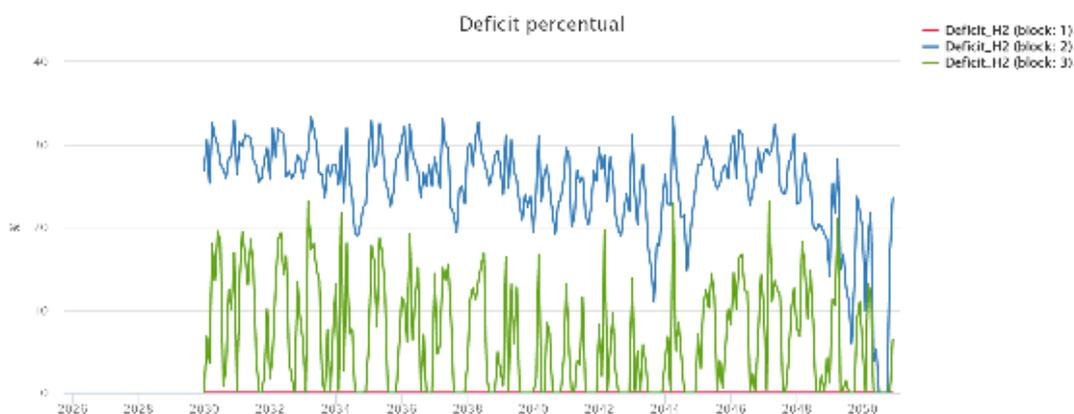
Fonte: Elaborado pelo autor

3.2.2 CONFIGURAÇÃO DE DEMANDA UTILIZADA

Antes de esquematizar os dois casos, vale ressaltar a configuração de demanda utilizada. A premissa para representação da demanda como flexível é que a produção de hidrogênio pode se adaptar à disponibilidade de energia das fontes de produção renovável. Desta forma, dispensamos a necessidade de investimento em equipamentos de armazenamento rápido como, por exemplo, baterias. Contudo, é possível que restrições operativas associadas ao processo de eletrólise necessitem de um fornecimento contínuo mínimo de energia. Esta análise não está contemplada neste trabalho e pode ser objeto de um estudo posterior.

Para visualização, foi rodado um caso teste de expansão, com somente 1 série determinística e considerando a demanda normal. Como resultado, há deficit consideráveis, conforme mostrado pela figura 13. Ao utilizar a demanda flexível, foram atingidos níveis de deficit não significativos, evitando assim possíveis distorções.

Figura 13: Perfil do deficit para demanda



Fonte: Elaborado pelo autor

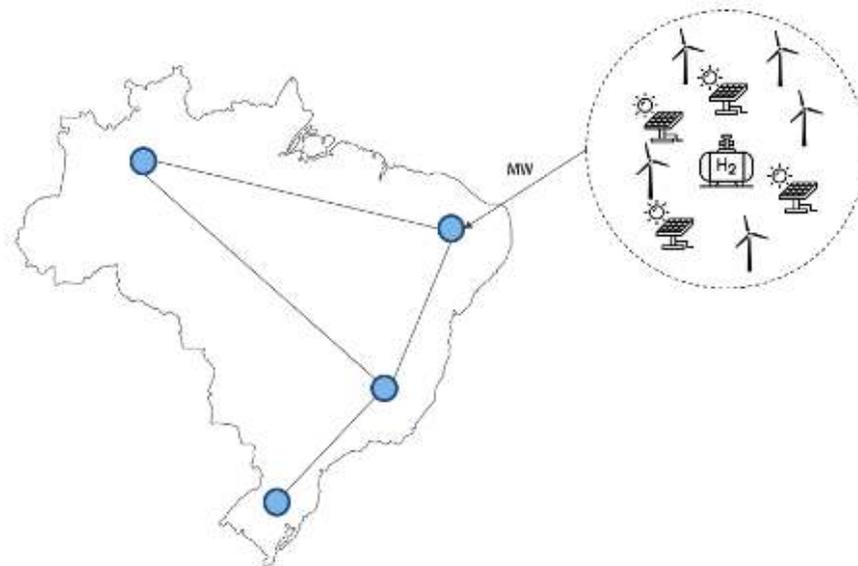
3.2.3 PRIMEIRA CONFIGURAÇÃO

O primeiro caso, de referência, tem como objetivo estabelecer o cronograma ótimo de investimentos em fontes de produção renováveis dedicados exclusivamente ao abastecimento das plantas de eletrólise para produção de hidrogênio verde. A variabilidade da produção renovável, por sua vez, é representada através de cenários horários obtidos de acordo com dados georeferenciados de acordo com a localização de cada projeto.

Para tornar o caso de referência mais realista, considerou-se a premissa de que o excedente de produção renovável pode ser absorvido e vendido para o *Sistema Interligado Nacional (SIN)*. Com isso, evita-se balizar os investimentos em capacidade de eletrólise de acordo com o pico

de produção renovável e permite obter um maior fator de capacidade da planta de hidrogênio. A figura 14 esquematiza o caso:

Figura 14: Esquematização do caso 1

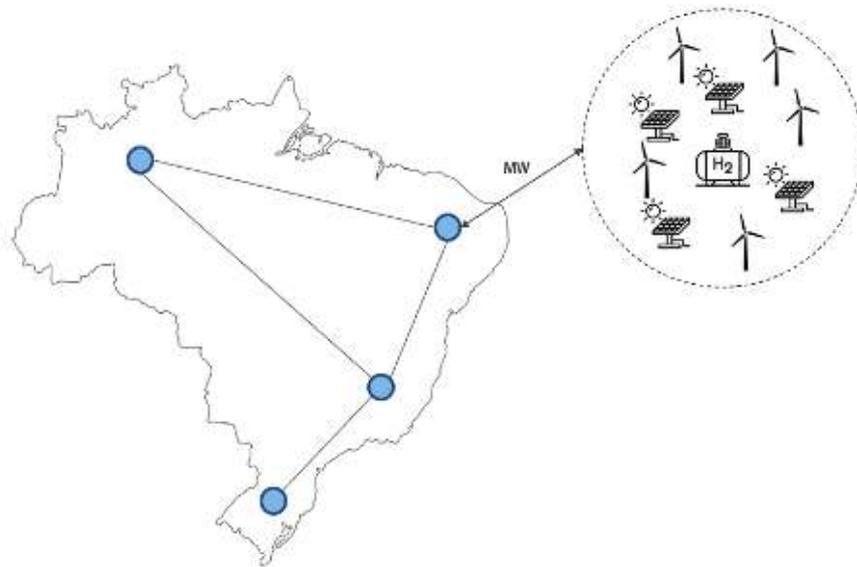


Fonte: Elaborado pelo autor

3.2.4 SEGUNDA CONFIGURAÇÃO

O segundo caso é completamente análogo ao primeiro, com exceção de que agora também é possível consumir energia do SIN, conforme a figura 15 mostra. Dessa forma, é esperado que o custo de investimento caia, visto que momentos de alta intermitência não deverão refletir em investimento adicional em capacidade como anteriormente, e sim em retirada da rede.

Figura 15: Esquematização do caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

4.1 PRIMEIRO CASO

Para o caso 1, foi considerado o investimento somente em usinas renováveis para produção de hidrogênio verde, sendo esta a única fonte energética existente. Dessa forma, houve a necessidade de um grande investimento em capacidade renovável para suprir a demanda, conforme demonstra a figura 16.

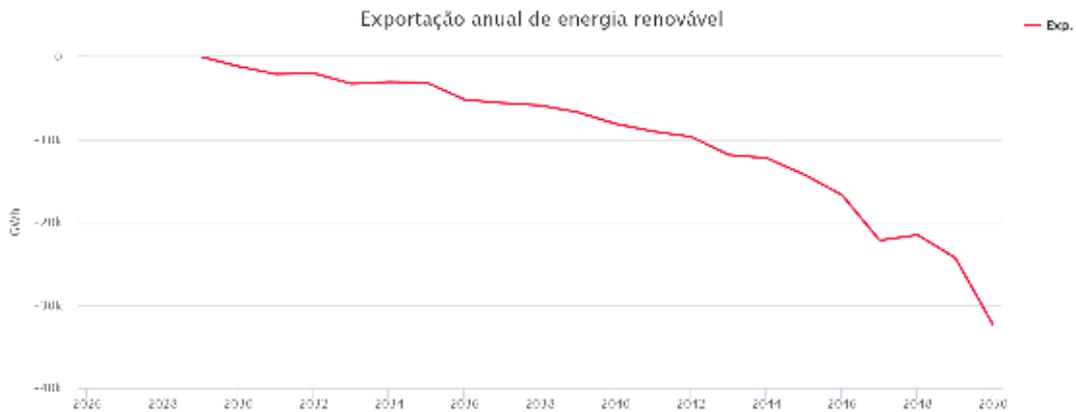
Figura 16: Capacidade renovável adicionada no caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Esse aumento de capacidade também é refletido em dois âmbitos: nos custos e nas receitas. O custo total foi de M\$59046.80, sendo a parcela de investimento correspondente à M\$56989.15 e a parcela de operação à M\$2057.65. Em relação às receitas, pode-se exportar energia ao sistema brasileiro, parcela já embutida no custo de operação. Na figura 17, é possível observar a crescente exportação de acordo com o aumento da capacidade. Foi considerado que toda a demanda foi atendida, sendo os deficits desprezíveis (da ordem de 0,3%).

Figura 17: Exportação anual de energia do caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 SEGUNDO CASO

Para o caso 2, foi considerado o investimento somente em usinas renováveis para produção de hidrogênio verde, mas também considerando a possibilidade de importar e exportar energia do/ao sistema brasileiro. Dessa forma, conforme demonstra a figura 18, não houve a necessidade de um grande investimento em capacidade renovável para suprir a demanda durante grande parte do horizonte de estudo. Da mesma forma que o caso 1, foi considerado que toda a demanda foi atendida, por conta dos deficits desprezíveis.

Figura 18: Capacidade renovável adicionada no caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Sendo assim, o custo total foi de M\$12951,8, sendo a parcela de investimento correspondente à M\$8484,897 e a parcela de operação à M\$4466,908. Além disso, observando a adição de capacidade somente no fim do horizonte de estudo, fica claro que o modelo optou por importar energia, conforme mostra a figura 19, dando um indicativo de que a energia estava barata.

Isso pode ser devido aos 8GW de térmicas à gás que deverão ser instalados a partir de 2026 e que possuem um percentual mínimo de funcionamento (NASCIMENTO, 2022), aumentando a disponibilidade energética excedente mas aumentando o nível de emissões.

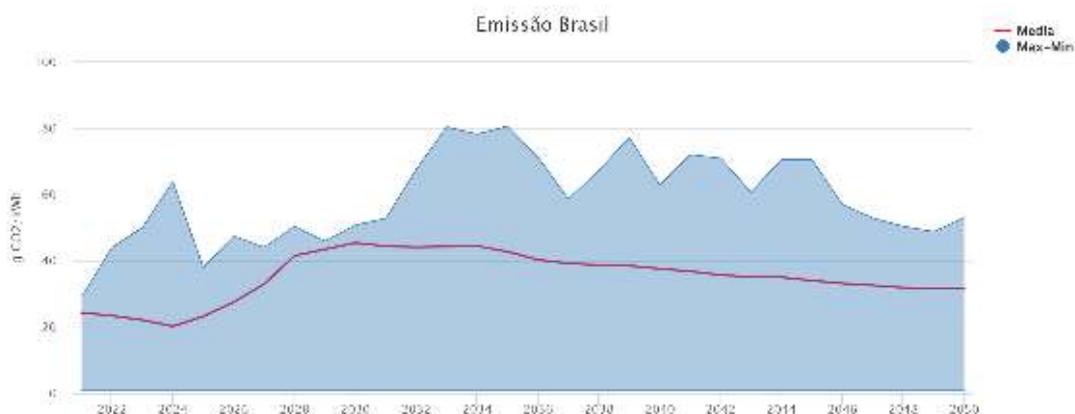
Figura 19: Importação anual de energia do caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Dessa forma, utilizando os dados do estudo fornecido pela PSR, pode-se analisar que, mesmo com a contratação expressiva de capacidade de energia térmica à gás, a matriz elétrica brasileira pode ser considerada "verde", pelo menos até o ano de 2038, se considerar zero emissão em 2050. A figura 20 mostra os dados obtidos, juntamente com os possíveis mínimos e máximos de emissão. Porém, vale destacar que o valor limite de emissões que está sendo utilizado é considerado na UE somente para energias renováveis, o que não se aplica. Logo, o "selo verde" acaba sendo mais uma questão de taxonomia do que de quantidade de CO₂ emitida, não fazendo muito sentido. Nesse contexto, o Brasil poderia indagar tal classificação, demonstrando sua baixa emissão e matriz majoritariamente renovável.

Figura 20: Emissão de CO₂ do Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor

4.3 CUSTOS DE HIDROGÊNIO

Visto a análise acima, pode-se concluir que o caso 2 é mais vantajoso economicamente, muito por conta da energia barata e baixo investimento. As emissões do Brasil corroboram para a utilização da produção de hidrogênio integrada com o SIN, pelo menos até por volta de 2038.

Devido às incertezas globais no ramo energético, não há garantia de que as emissões sejam possíveis de serem zeradas em 2050, fazendo com que o "selo verde" do hidrogênio brasileiro produzido nessa configuração dependa de possíveis níveis de emissão e classificações definidas pela UE. Dessa forma, serão analisados os custos de hidrogênio para ambos os casos; este é definido pela equação 9.

$$C(t) = \frac{CT(t) + (CI(t) - CE(t))}{P(t)}, \text{ para } t = 1, \dots, N_a \quad (9)$$

Onde:

- $C(t)$ = Custo do hidrogênio, em \$/kg;
- $CT(t)$ = Custo total, em \$;
- $CI(t)$ = Custo de importação de energia, em \$;
- $CE(t)$ = Receita de exportação de energia, em \$;
- $P(t)$ = Produção de hidrogênio, em kg;
- N_a = número de anos;

A figura 21 mostra os custos de hidrogênio verde para o caso 1. É interessante destacar o comportamento decrescente dos custos, refletindo o crescimento da capacidade instalada ao longo do período analisado. Pode-se utilizar esses custos como valores conservadores, visto que garantem que a energia utilizada foi 100% proveniente de renováveis.

Figura 21: Custo de hidrogênio verde do caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Já a figura 22 mostra os custos para o caso 2. Em comparação com o custo anterior, é expressivamente mais barato, muito por conta da menor parcela de custo total; à medida em que há aumento da capacidade renovável, o custo cresce por conta do investimento.

Figura 22: Custo de hidrogênio verde do caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Ambos os custos não consideram a parcela de transporte, que varia conforme o meio em que o hidrogênio será transportado, podendo variar de USD 0,1-2/kg (JANZOW, KOCH BLANK, TATARENKO, 2022). Dessa forma, os valores obtidos estão dentro da faixa das estimativas de custo existentes de USD 2-6/kg em 2030, e USD 1,5-5/kg ou menos de USD 1/kg para países com muita disponibilidade de renováveis em 2050 (WORLD ENERGY COUNCIL, 2021). Além disso, vale evidenciar que no caso 1 foram considerados somente novos investimentos, e como o Brasil já possui uma parcela considerável de energia renovável, o preço obtido é superestimado.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo utilizou uma modelagem da cadeia de suprimentos de hidrogênio em programação linear para analisar o potencial do Brasil como exportador de hidrogênio verde para a UE. Foram analisados dois casos, ambos dentro do período de 2030-2050: um onde a energia utilizada pela planta de hidrogênio era exclusivamente fornecida por uma planta renovável associada, onde podia-se vender o excedente energético, e outro onde a energia utilizada pela planta de hidrogênio poderia ser tanto fornecida pela planta renovável associada quanto pelo grid de energia.

Para ser possível fazer as duas simulações, foram definidos cerca de 30 projetos candidatos de usinas renováveis e 1 projeto de planta produtora de hidrogênio, juntamente com a demanda desse produto e da capacidade de importação e exportação de energia, além do preço dessa última. Todos os dados com exceção do projeto de planta de hidrogênio e da demanda foram retirados do caso fornecido pela PSR. Dessa forma, os dados dos casos foram idênticos, com exceção do último caso onde foi adicionada a possibilidade de retirar energia da rede.

Ao analisar os resultados, foi observado que o custo total do caso integrado com a rede era menor, se traduzindo em economia para o país. Nesse mesmo contexto, foi possível demonstrar que o Brasil possui um nível de emissão dentro do intervalo aceito pela UE, corroborando para a produção de hidrogênio verde utilizando energia diretamente do SIN.

No decorrer desse estudo foram encontrados alguns obstáculos. O primeiro é a questão dos dados referentes à produção, transporte e demanda de hidrogênio, que em sua grande maioria são somente estimativas e projeções; como o ramo energético é extremamente volátil e que depende de fatores naturais e geopolíticos, vide a questão do gás natural da Rússia e possível crise energética europeia no momento em que este trabalho foi confeccionado, dados e estimativas podem mudar a qualquer momento. Outro desafio existente foram as diferentes definições de conceitos abordados ao longo do trabalho, que inicialmente dificultaram o entendimento do tema e que podem ser um empecilho para um entendimento comum e discussões futuras na sociedade.

Pode-se concluir, então, que o Brasil beneficia-se de sua matriz energética num contexto de transição energética mundial, permitindo produzir hidrogênio verde sem necessariamente investir em capacidade renovável. Sendo assim, é possível afirmar que o Brasil possui um grande potencial de ser um exportador de hidrogênio verde mundialmente e especificamente para a UE, independentemente da configuração que fizer para a produção do hidrogênio. Entretanto, dependendo do andamento energético mundial e de metas do *net-zero*, o país deve se atentar ao

nível de emissão, que será influenciado pela Lei de Privatização da Eletrobrás e condicionado pela própria UE, e à expansão de capacidade renovável, que deve acompanhar o crescimento da demanda energética do país.

Como sugestão de trabalhos futuros, pode-se fazer uma análise análoga, mas utilizando a demanda de hidrogênio do mercado interno, considerando a rede de transmissão e de transporte e seus respectivos custos, ou ainda adicionar restrições mínimas de geração renovável para os anos em que o país pode perder o "selo verde". Além disso, seria interessante e fica como sugestão analisar a seguinte problemática de localização ótima de uma fábrica de hidrogênio verde: considerando uma matriz majoritariamente renovável, é melhor construí-la próxima da fonte de energia e transportar o hidrogênio até o lugar em que será distribuído, como gasodutos ou portos, ou enviar energia pela rede elétrica até o centro de distribuição e construir a fábrica próxima deste?

REFERÊNCIAS

ABE, J. O.; POPOOLA, A. P.I.; AJENIFUJA, E.; POPOOLA, O. M. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29, p. 15072–15086, 7 Jun. 2019. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2019.04.068>. Acesso em: 29 Jan. 2022.

BAYKARA, Sema Z. Hydrogen: A brief overview on its sources, production and environmental impact. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 23, p. 10605–10614, 7 Jun. 2018. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2018.02.022>. Acesso em: 29 Jan. 2022.

BHASKAR, Abhinav; ASSADI, Mohsen; SOMEHSARAEI, Homam Nikpey. Decarbonization of the iron and steel industry with direct reduction of iron ore with green hydrogen. *Energies*, vol. 13, no. 3, 2020. <https://doi.org/10.3390/en13030758>.

BLANCO, Herib; FAAIJ, André. A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, p. 1049–1086, 1 Jan. 2018. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.07.062>. Acesso em: 22 Jan. 2022.

BLOESS, Andreas; SCHILL, Wolf Peter; ZERRAHN, Alexander. Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. *Applied Energy*, vol. 212, p. 1611–1626, 15 Feb. 2018. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.12.073>. Acesso em: 22 Jan. 2022.

BOGMANS, Christian; LI, Claire Mengyi. A transição para alternativas ao carvão é o começo de um futuro mais verde. 9 Dez. 2020. International Monetary Fund. Disponível em: <https://www.imf.org/pt/News/Articles/2020/12/08/blog-a-greener-future-begins-with-a-shift-to-coal-alternatives>. Acesso em: 30 Jul. 2022.

DE BUCY, Jacques. Technology review and economic potential assessment. Paris: [s. n.], Jan. 2016. Disponível em: www.enea-consulting.com.

DINCER, Ibrahim; ACAR, Canan. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 34, p. 11094–11111, 14 Sep. 2015. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2014.12.035>. Acesso em: 29 Jan. 2022.

ENERGY AGENCY, International. World Energy Outlook 2021. Paris: [s. n.], Out. 2021. Disponível em: www.iea.org/weo.

ENGELHARDT, Marc. Welcome to a carbon-free world: Power-to-X unlocks enormous environmental and business potential. Siemens Energy, 13 Aug. 2019. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/the-path-to-a-co2-free-future.html>. Acesso em: 5 Maio 2022.

EPE. Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>.

FREITAS, Adriana. Ônibus a hidrogênio começam a ser produzidos no início de 2022 no Rio de Janeiro. 18 Nov. 2021. CNN. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/tecnologia/onibus-a-hidrogenio-comecam-a-ser-produzidos-no-inicio-de-2022-no-rio-de-janeiro/>. Acesso em: 6 Maio 2022.

GALLUCCI, Maria. How steel might finally kick its coal habit. 3 Feb. 2021. Grist. Disponível em: <https://grist.org/energy/boston-metal-taking-coal-out-of-steel/>. Acesso em: 17 Dez. 2021.

GIANNETTI, B.F.; ALMEIDA, C.M.V.B.; BONILLA, S.H. A ecologia industrial dentro do contexto empresarial. 2007. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5378847/mod_resource/content/1/2007_Banas_eoindlemp.pdf/. Acesso em: 30 Jul. 2022.

GIZ. Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro. [S. l.: s. n.], 27 Out. 2021. Disponível em: www.energypartnership.com.br.

GURLIT, Wieland; GUILLAUMON, João; AUDE, Marcelo. Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo. 25 Nov. 2021. McKinsey. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/br/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>. Acesso em: 9 Abr. 2022.

HE, Guannan; MALLAPRAGADA, Dharik S; BOSE, Abhishek; HEUBERGER-AUSTIN, Clara F; GENÇER, Emre. Sector coupling via hydrogen to lower the cost of energy system decarbonization. Energy Environ. Sci, vol. 14, p. 4635, 2021. <https://doi.org/10.1039/d1ee00627d>.

HYDROGEN COUNCIL; MCKINSEY & COMPANY. Hydrogen Insights Report 2021. [S. l.: s. n.], Fev. 2021. Disponível em: www.hydrogencouncil.com.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA. Global EV Outlook 2022. [S. l.: s. n.],

2022. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA. Global Hydrogen Review 2021. Paris: [s. n.], Out. 2021a. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA. Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment. [S. l.: s. n.], Ago. 2021b. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA. Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector. Paris: [s. n.], Maio 2021c. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

JANZOW, Natalie; KOCH BLANK, Thomas; TATARENKO, Oleksiy. Strategic Advantages of Green Hydrogen Imports for the EU. [S. l.: s. n.], Maio 2022. Disponível em: <https://rmi.org/insight/strategic-advantages-of-green-hydrogen-imports->.

JEUDY-HUGO, Sirini; LO RE, Luca; FALDUTO, Chiara. Understanding Countries' Net-Zero Emissions Targets. [S. l.: s. n.], 22 Out. 2021. Disponível em: www.oecd.org/environment/cc/ccxg.htm.

Ji, Mengdi; WANG, Jianlong. Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 78, p. 38612–38635, 11 Nov. 2021. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2021.09.142>. Acesso em: 29 Jan. 2022.

KELMAN, Rafael; GASPAR, Luana de S.; GEYER, Florian S.; BARROSO, Luiz A. N.; PEREIRA, Mario V. F. Can Brazil Become a Green Hydrogen Powerhouse? *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 08, no. 11, p. 21–32, 2020. <https://doi.org/10.4236/jpee.2020.811003>.

LUND, Peter D.; LINDGREN, Juuso; MIKKOLA, Jani; SALPAKARI, Jyri. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, p. 785–807, 1 Maio 2015. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.01.057>. Acesso em: 22 Jan. 2022.

MARBÁN, Gregorio; VALDÉS-SOLÍS, Teresa. Towards the hydrogen economy? *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 12, p. 1625–1637, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.12.017>.

MAROUFMASHAT, Azadeh; FOWLER, Michael. Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways. *energies*, vol. 10, no. 1089, p. 1–22, 26 Jul. 2017. DOI 10.3390/en10081089. Disponível em: www.mdpi.com/journal/energies.

MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE, McKinsey. The net-zero transition. [S. l.: s. n.], Jan. 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EPE; MCTI. Programa Nacional do Hidrogênio - Proposta de Diretrizes. [S. l.: s. n.], Jul. 2021.

NASCIMENTO, Luciano. Setor elétrico quer revogar obrigação de se instalar termelétricas. 31 Maio 2022. Agência Brasil. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/politica/noticia/2022-05/setor-eletrico-quer-revogar-obrigacao-de-se-instalar-termeletricas>. Acesso em: 9 Jul. 2022.

NOORDENDE, Hans van 't; RIPSON, Peter. A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant. Amersfoort: [s. n.], 20 Jan. 2022.

PAN, Guangsheng; GU, Wei; QIU, Haifeng; LU, Yuping; ZHOU, Suyang; WU, Zhi. Bi-level mixed-integer planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering levelized cost of hydrogen. *Applied Energy*, vol. 270, p. 115176, 15 Jul. 2020. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2020.115176>. Acesso em: 15 Jan. 2022.

PEREIRA, C. A.; COELHO, P. M.; FERNANDES, J. F.; GOMES, M. H. Study of an energy mix for the production of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 2, p. 1375–1382, 12 Jan. 2017. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2016.07.182>. Acesso em: 29 Jan. 2022.

PEREIRA, M V F; PINTO, L M V G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. [S. l.: s. n.], 1991.

PRACHI R., Prabhukhot; MAHESH M., Wagh; ANEESH C., Gangal. A Review on Solid State Hydrogen Storage Material. *Advances in Energy and Power*, vol. 4, no. 2, p. 11–22, Jun. 2016. <https://doi.org/10.13189/aep.2016.040202>.

PSR, 2022. OptGen – Modelo de planejamento da expansão da geração e interligações regionais. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4038>. Acesso em: 06 jul. 2022.

PSR, 2022. SDDP – Despacho hidrotérmico estocástico com restrições de rede. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4026>. Acesso em: 06 jul. 2022.

RAMSEBNER, Jasmine; HAAS, Reinhard; AJANOVIC, Amela; WIETSCHEL, Martin. The sector coupling concept: A critical review *Energy Systems Economics > Systems and Infrastructure*. 2021. DOI 10.1002/wene.396. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/wene.396>.

REN21. Renewables 2021 Global Status Report. Paris: [s. n.], 2021.

RENEWABLE ENERGY AGENCY, International. SECTOR COUPLING IN FACILITATING INTEGRATION OF VARIABLE RENEWABLE ENERGY IN CITIES. [S. l.: s. n.], Out. 2021. Disponível em: www.irena.org.

REUSS, M.; GRUBE, T.; ROBINIUS, M.; PREUSTER, P.; WASSERSCHIED, P.; STOLTEN, D. Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*, vol. 200, p. 290–302, 15 Ago. 2017. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.05.050>. Acesso em: 15 Jan. 2022.

ROBINIUS, Martin; OTTO, Alexander; HEUSER, Philipp; WELDER, Lara; SYRANIDIS, Konstantinos; RYBERG, David S; GRUBE, Thomas; MARKEWITZ, Peter; PETERS, Ralf; STOLTEN, Detlef. Linking the Power and Transport Sectors-Part 1: The Principle of Sector Coupling. *energies*, vol. 10, no. 956, 21 Jul. 2017. DOI 10.3390/en10070956. Disponível em: www.mdpi.com/journal/energies.

RUHNAU, Oliver; BANNIK, Sergej; OTTEN, Sydney; PRAKTIKNJO, Aaron; ROBINIUS, Martin. Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050. *Energy*, vol. 166, p. 989–999, 1 Jan. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.114>.

SAE-PR. PRODUÇÃO NACIONAL DE FERTILIZANTES - ESTUDO ESTRATÉGICO. [S. l.: s. n.], 2020.

SCHABER, Katrin; STEINKE, Florian; HAMACHER, Thomas. Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany. [S. l.: s. n.], 2013.

SCHEMME, Steffen; SAMSUN, Remzi Can; PETERS, Ralf; STOLTEN, Detlef. Power-to-fuel as a key to sustainable transport systems – An analysis of diesel fuels produced from CO₂ and renewable electricity. *Fuel*, vol. 205, p. 198–221, 1 Out. 2017. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2017.05.061>. Acesso em: 22 Jan. 2022.

SECTOR COUPLING – USING SYNERGIES SENSIBLY. [s. d.]. DVGW. Disponível em: <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/sektorenkopplung/>. Acesso em: 4 Jan. 2022.

STAFFELL, I.; SCAMMAN, D.; VELAZQUEZ ABAD, A.; BALCOMBE, P.; DODDS, P.E.; EKINS, P.; SHAH, N.; WARD, K.R. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy and Environmental Science*, vol. 12, no. 2, p. 463–491, 2019. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

SWEATMAN, Peter. A credible and robust EU Taxonomy must be based on science. Madrid: [s. n.], 7 Dez. 2020. Disponível em: https://www.climatestrategy.com/en/informe_18.php. Acesso em: 10 Jul. 2022.

UNITED NATIONS. PARIS AGREEMENT. [S. l.: s. n.], 12 Dez. 2015.

UNITED NATIONS. UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. [S. l.: s. n.], 9 Maio 1992.

VAN NUFFEL, Luc; GORENSTEIN DEDECCA, João; SMIT, Tycho; RADEMAEKERS, Koen. Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise? [S. l.: s. n.], Nov. 2018. <https://doi.org/10.2861/63462>.

WEICHENHAIN, Uwe; ALBERS, Bram; BILLEN, Dieter; BERNARDO, Antonio. Hydrogen transportation | The key to unlocking the clean hydrogen economy. Munique: [s. n.], Out. 2021.

WINTER, Carl-Jochen; NITSCH, Joachim. Hydrogen as an Energy Carrier. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1988. DOI 10.1007/978-3-642-61561-0. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-61561-0>.

WORLD ENERGY COUNCIL. Hydrogen Demand and Cost Dynamics. Londres: [s. n.], Set. 2021.

WORLD STEEL ASSOCIATION. STEEL STATISTICAL YEARBOOK 2019 Concise version. [S. l.: s. n.], 2019.

WU, Xiong; ZHAO, Wencheng; LI, Haoyu; LIU, Bingwen; ZHANG, Ziyu; WANG, Xiuli. Multi-stage stochastic programming based offering strategy for hydrogen fueling station in joint energy, reserve markets. *Renewable Energy*, vol. 180, p. 605–615, 1 Dez. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.076>.

YUE, Meiling; LAMBERT, Hugo; PAHON, Elodie; ROCHE, Robin; JEMEI, Samir; HISSEL, Daniel. Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, 1 Ago. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>.

ZAPAROLLI, Domingos. Brasil prepara-se para iniciar produção de hidrogênio verde. 1 Maio 2022. Um só Planeta. Disponível em: <https://umsoplaneta.globo.com/energia/noticia/2022/05/01/brasil-prepara-se-para-iniciar-producao-de-hidrogenio-verde.ghtml>. Acesso em: 6 Maio 2022.

ZHANG, Bing; ZHANG, Sui Xin; YAO, Rui; WU, Yong Hong; QIU, Jie Shan. Progress

and prospects of hydrogen production: Opportunities and challenges. *Journal of Electronic Science and Technology*, vol. 19, no. 2, p. 100080, 1 Jun. 2021. <https://doi.org/10.1016/J.JNLEST.2021.100080>. Acesso em: 29 Jan. 2022.

APÊNDICE A – INTERFACE DO SOFTWARE SDDP

