

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
ESCOLA DE QUÍMICA

**Eduarda Torres Bungner**  
**Julia Figueiredo Alvares da Silva Campos**



ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA  
PLANTA PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO  
BRASIL

RIO DE JANEIRO

2024

Eduarda Torres Bungner  
Julia Figueiredo Alvares da Silva Campos

ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA PLANTA PARA PRODUÇÃO  
DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Orientador: Flavia Chaves Alves

Rio de Janeiro

2024

### CIP - Catalogação na Publicação

T942e Torres Bungner, Eduarda  
ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA PLANTA  
PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL /  
Eduarda Torres Bungner. -- Rio de Janeiro, 2024.  
116 f.

Orientadora: Flávia Chaves Alves.  
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de  
Química, Bacharel em Engenharia Química, 2024.

I. Hidrogênio verde. 2. Viabilidade econômica. 3.  
Sustentabilidade. I. Chaves Alves, Flávia, orient.  
II. Título.

Eduarda Torres Bungner  
Julia Figueiredo Alvares da Silva Campos

ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA PLANTA PARA PRODUÇÃO  
DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Escola de Química da Universidade Federal do  
Rio de Janeiro, como parte dos requisitos  
necessários à obtenção do grau de Engenheiro  
Químico.

Aprovado em 6 de fevereiro de 2024.

---

Flávia Chave Alves, D.Sc., UFRJ

---

Fábio de Almeida Oroski, D.Sc., UFRJ

---

Luana Barros Furtado, D.Sc., UFRJ

Rio de Janeiro  
2024.

## **AGRADECIMENTOS**

Eduarda Torres Bungner

Gostaria de agradecer à minha família, que foi fundamental para cada conquista minha. Ao meu pai, Guilherme, por ser exemplo de esforço e dedicação, por ter brilhado os meus olhos para a carreira na engenharia e por me inspirar pessoal e profissionalmente. À minha mãe, Fernanda, por ser fonte inesgotável de apoio e acolhimento, por me ensinar a valorizar os detalhes da vida, por me relembrar minha essência e resgatar a leveza das coisas no meio de momentos difíceis. Ao meu irmão Rafael, pela parceria nos desafios da vida, pela torcida e felicidade compartilhada em cada conquista. E ao Pedro, que me acompanhou em tantas fases, sempre me incentivando e apoiando, em momentos felizes e difíceis.

Agradeço aos meus amigos Bruno, Julia e Ceifa, parceiros desde o primeiro dia na minha jornada na UFRJ e que fizeram qualquer dificuldade valer a pena. E aos amigos de longa data, considerados família, que estiveram presentes em muitas fases da vida e acompanham cada conquista minha, em especial, Carolina R., Carolina C., Marcella, Guilherme, Bruna e Amanda. Por fim, agradeço a todos os professores da Escola de Química pela dedicação e conhecimento, em especial à Flavia, pela orientação e conhecimento transmitido ao longo da construção deste trabalho.

## AGRADECIMENTOS

Julia Figueiredo Alvares da Silva Campos

Agradeço aos meus pais que são fonte de amor, orientação e encorajamento em toda minha trajetória. À minha mãe, Claudia, por ser meu maior exemplo de garra e dedicação, que me serviu de inspiração para acreditar em mim mesma em momentos de grandes desafios. Ao meu pai, Rodolfo, que além de eu admirar sua tamanha empatia e integridade, me serve de modelo como profissional, me orientando em diversos momentos de dúvida. Sou muito grata de ter em casa pais tão dedicados que acreditam nos meus sonhos e me incentivam a perseguir aquilo que realmente me faz feliz.

Agradeço também ao meu irmão gêmeo Pedro que desde o nosso primeiro momento de vida, acompanha minha trajetória e torce pelo meu sucesso. Além disso, um agradecimento especial aos meus avós Jacintho (*in memoriam*) e Yvonne (*in memoriam*) que sei que estariam muito orgulhosos com a minha conquista. Ao meu avô Ivo que tanto participou de memórias felizes que possuo e a minha avó Alicia que além de ser um exemplo de resiliência e generosidade, me nutre todos os dias com sua energia positiva inigualável.

A todos os meus colegas da UFRJ que ajudaram a construir memórias tão felizes aqui. Especialmente a minha amiga e parceira de TCC, Duda, e aos meus amigos Bruno e Ceifa que desde nosso primeiro dia na faculdade tornaram tudo mais leve e prazeroso, sem eles com certeza tudo teria sido mais difícil. Agradeço também aos meus amigos do Colégio Cruzeiro, em especial, Bárbara, Juliana, Gabriella, Paulo e Eric que estão, desde muito tempo, me apoiando em todo meu percurso.

Por fim, agradeço a todo corpo docente da EQ por todo o conhecimento transmitido. Agradeço em especial minha orientadora Flávia por ter transmitido sua sabedoria e nos ajudado a construir este trabalho.

## RESUMO

TORRES BUNGNER, Eduarda; FIGUEIREDO ALVARES DA SILVA CAMPOS, Julia; **Estudo de pré-viabilidade econômica de uma planta para produção de hidrogênio verde no brasil.** Rio de Janeiro, 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

A crescente preocupação sobre as mudanças climáticas e a necessidade urgente de reduzir as emissões de carbono têm conduzido a sociedade a buscar alternativas que minimizem os impactos ambientais. A busca pela descarbonização tem impulsionado a exploração de rotas alternativas para a produção de hidrogênio, uma matéria prima versátil e vetor energético promissor. Em consonância com esses esforços, surge o hidrogênio verde como alternativa sustentável, proveniente da eletrólise da água utilizando fontes de energia renovável, não emitindo em todo seu processo gases de efeito estufa. Apesar de promissora, tal rota apresenta desafios para sua implementação em escala industrial, principalmente por conta de seu alto investimento inicial. Dessa forma, o trabalho tem como objetivo estudar a pré-viabilidade financeira e econômica de uma planta de hidrogênio verde no Brasil, alimentada por fonte de energia eólica e com utilização de água do mar dessalinizada. A partir de dados da literatura de avaliação de projetos industriais na indústria química e de estudos sobre hidrogênio verde, construiu-se um modelo de fluxo de caixa descontado para avaliação. Constatou-se a inviabilidade do projeto, sendo a rota verde ainda incapaz de competir com outras rotas de produção de hidrogênio convencional, quando avaliados os custos nivelados de produção. Dada a inviabilidade inicial, outros cenários foram estudados a fim de encontrar o ponto em que a rota verde se tornasse competitiva. Por isso, o presente trabalho foca em entender os fatores que inviabilizam a tecnologia de produção do Hidrogênio verde. Sendo assim, somente em cenários com projeções de grandes reduções de investimento do eletrolisador, equipamento principal da planta, e com altas reduções de preço da eletricidade, o custo do hidrogênio verde se equipara com outras rotas que utilizam fontes fósseis em seus processos. Portanto, somente em cenários de investimentos ainda fora da realidade ou em projeções com taxações sobre emissão de gases do efeito estufa que o H<sub>2</sub> verde se torna uma alternativa competitiva.

Palavras-chave: hidrogênio verde. viabilidade econômica. sustentabilidade.

## ABSTRACT

TORRES BUNGNER, Eduarda; FIGUEIREDO ALVARES DA SILVA CAMPOS, Julia; **Estudo de pré-viabilidade econômica de uma planta para produção de hidrogênio verde no brasil.** Rio de Janeiro, 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

The growing concern about climate change and the urgent need to reduce carbon emissions have led society to seek alternatives that minimize environmental impacts. The pursuit of decarbonization has driven the exploration of alternative routes for hydrogen production, a versatile raw material and promising energy vector. In line with these efforts, green hydrogen emerges as a sustainable alternative, derived from water electrolysis using renewable energy sources, emitting no greenhouse gases throughout its process. Despite its promise, this route presents challenges for industrial-scale implementation, primarily due to its high initial investment. Thus, this study aims to examine the financial and economic feasibility of a green hydrogen plant in Brazil, powered by wind energy and using desalinated seawater. A discounted cash flow model was constructed based on literature data on industrial project evaluation in the chemical industry and studies on green hydrogen. The project's feasibility was found to be unviable, with the green route still unable to compete with other conventional hydrogen production routes when considering the levelized costs of production. Given the initial unviability, other scenarios were studied to identify the point at which the green route becomes competitive. Therefore, this work focuses on understanding the factors that make green Hydrogen production technology unviable. Thus, only in scenarios with projections of significant reductions in electrolyzer investment, the main equipment of the plant, and high reductions in electricity prices does the cost of green hydrogen equalize with other routes that use fossil sources in their processes. Therefore, only in scenarios with investments still beyond reality or in projections with taxes on greenhouse gas emissions does green H<sub>2</sub> become a competitive alternative.

Keywords: green hydrogen. economic feasibility. decarbonization.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Rotas de produção de hidrogênio .....	24
Figura 2 - Fluxograma processo de hidrogênio marrom.....	25
Figura 3- Fluxograma processo hidrogênio cinza .....	27
Figura 4- Sistema de captura de carbono.....	28
Figura 5- Reações por zonas nos sistemas de gaseificação .....	31
Figura 6- Fluxograma hidrogênio marrom via pirólise .....	31
Figura 7 - Etapas do processo de H <sub>2</sub> verde .....	33
Figura 8 - Comparativo das principais rotas de obtenção de H <sub>2</sub> .....	35
Figura 9 - Demanda de H <sub>2</sub> por setor e região, 2019-2021 .....	35
Figura 10 - Projeções STEPS e APS para a Demanda de Hidrogênio 2030 .....	36
Figura 11- Demanda global (Mt H <sub>2</sub> ) por rota de produção de hidrogênio 2020 e 2021 .....	37
Figura 12 - Projeção em milhões de toneladas para a produção Global de Hidrogênio no cenário IEA net zero emissions .....	38
Figura 13 - Custos de produção de hidrogênio por país em 2030 .....	39
Figura 14 - Eixos do Programa Nacional do Hidrogênio .....	41
Figura 15 - Projetos de H <sub>2</sub> verde por continente.....	42
Figura 16 - Custos de produção de hidrogênio por rota de produção.....	44
Figura 17 - Estimativas de redução no custo do hidrogênio verde.....	45
Figura 18 - Comparação dos preços de hidrogênio verde em 2030 .....	46
Figura 19 - Diagrama esquemático da produção de hidrogênio eletrolítico.....	47
Figura 20 - Emissão de CO <sub>2</sub> por fonte de energia.....	48
Figura 21 - Etapas de uso da água no processo de produção de H <sub>2</sub> .....	49
Figura 22 - Etapas dessalinização de água do mar por osmose reversa .....	50

Figura 23 - Arranjo técnico geral para a produção de H <sub>2</sub> verde .....	51
Figura 24 - Capacidade total (GW) por tipo de tecnologia .....	52
Figura 25 - Métodos de armazenamento e transporte para obtenção de hidrogênio comercial .....	57
Figura 26 - Capacidade Instalada por Estado (geração energia eólica e solar) .....	59
Figura 27 - Quantidade de projetos vs. capacidade da planta - base de dados da IEA.	60
Figura 28 - Delimitação do estudo.....	63
Figura 29 - Estimativas de investimento a partir de ISBL e OSB .....	65
Figura 30- Composição taxa de juros BNDES .....	82
Figura 31 - Distribuição de custos para produção .....	89
Figura 32 - Custo nivelado de H <sub>2</sub> por rota de produção.....	91
Figura 33 – Custo nivelado por rota com redução de investimento .....	95
Figura 34 - Custo nivelado por rota com redução de custo de energia, considerando redução no custo do eletrolisador e capacidade de eletricidade 100% .....	97

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Propriedades hidrogênio .....	20
Tabela 2 - Produção global de H <sub>2</sub> , por combustível, no cenário IEA <i>net zero emissions</i> .....	38
Tabela 3 - Principais características das tecnologias ALK e PEM de eletrolisadores..	55
Tabela 4 - Expoentes para fator de escala .....	67
Tabela 5- Consumo de eletricidade por equipamento .....	69
Tabela 6- Parâmetros para insumos da dessalinização .....	70
Tabela 7 - Parâmetros de preços para cada insumo .....	71
Tabela 8 - Relação entre o tamanho da planta de H <sub>2</sub> verde e OPEX.....	72
Tabela 9- Parâmetros de custos de manutenção e mão de obra própria .....	72
Tabela 10 - Relação de outros custos fixos .....	74
Tabela 11- Despesas operacionais e valores.....	75
Tabela 12 - Preço de Venda do Hidrogênio Verde.....	76
Tabela 13 - Cotação moeda estrangeira.....	77
Tabela 14 - WACC diferentes fontes.....	78
Tabela 15 - Valores para cálculos de taxa de juros.....	82
Tabela 16- Resumo estrutura de financiamento .....	83
Tabela 17 - Características do cenário base da planta estudada .....	87
Tabela 18 - Relação de investimentos por equipamento .....	88
Tabela 19 - Relação de Custos Variáveis .....	89
Tabela 20 - Relação de Custos Fixos.....	89
Tabela 21 - Despesas da planta.....	90
Tabela 22 - Análise de sensibilidade considerando avanços tecnológicos.....	95

Tabela 23 - Análise de Sensibilidade da dinâmica de operação da planta e preço do eletrolisador .....	96
Tabela 24 - Análise de sensibilidade financeira para capacidade de eletricidade 50%	98
Tabela 25 - Análise de sensibilidade financeira para capacidade de eletricidade 100% .....	99
Tabela 26 - Análise de sensibilidade financeira considerando redução de 60% do preço do eletrolisador .....	99

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CCUS	<i>Carbon capture, utilisation and storage</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
ANP	Agência Nacional do Petróleo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEA	<i>International Energy Agency</i>
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>
PNH2	Programa Nacional do Hidrogênio
SWRO	<i>Saline Water Reverse Osmosis</i>
ALK	<i>Alkaline water electrolysis</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno
CF	<i>Capacity Factor</i>
ISBL	Inside Battery Limits
OSBL	Outside Battery Limits
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
MOP	Mão de Obra de Produção
PMV	Preço Mínimo de Vendas
WACC	<i>Weighted Average Capital Cost</i>
FCD	Fluxos De Caixa Descontado
VPL	Valor Presente Líquido
EBITDA	Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CEPCI	<i>Chemical Engineering Plant Construction Index</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>19</b>
2.1 CARACTERIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO .....	19
2.1.1 <i>Propriedades</i> .....	19
2.1.2 <i>Aplicações</i> .....	20
2.2 ROTAS DE PRODUÇÃO .....	23
2.2.1 <i>Hidrogênio Marrom</i> .....	24
2.2.2 <i>Hidrogênio Cinza</i> .....	26
2.2.3 <i>Hidrogênio Azul</i> .....	28
2.2.4 <i>Hidrogênio Musgo</i> .....	30
2.2.5 <i>Hidrogênio Verde</i> .....	32
2.2.6 <i>Comparação entre as rotas para produção de H<sub>2</sub></i> .....	34
2.3 MERCADO DE HIDROGÊNIO .....	35
2.3.1 <i>Mercado Global</i> .....	35
2.3.2 <i>Brasil como importante player no mercado de Hidrogênio Verde</i> .....	38
2.3.3 <i>Programas de Incentivo</i> .....	39
2.4 PERSPECTIVAS DE PROJETOS .....	42
2.5 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DA ELETRÓLISE DA ÁGUA .....	44
2.5.1 <i>Custo de produção</i> .....	44
2.5.2 <i>Fonte de energia</i> .....	46
2.5.3 <i>Demanda de água para H<sub>2</sub> verde</i> .....	48
2.5.4 <i>Eletrólise da Água</i> .....	51
2.5.4.1 <i>Eletrólise Alcalina (ALK)</i> .....	52
2.5.4.2 <i>Eletrólise em membranas de troca de prótons (PEM)</i> .....	53
2.5.4.3 <i>Membranas trocadoras de ânions (AEMs)</i> .....	54
2.5.4.4 <i>Eletrólise com óxidos sólidos (SOECs)</i> .....	54
2.5.4.5 <i>Comparativo eletrolisadores</i> .....	54
2.5.5 <i>Armazenamento e Transporte</i> .....	55
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>58</b>
3.1 DEFINIÇÕES DA PLANTA .....	58
3.1.1 <i>Localização</i> .....	58
3.1.2 <i>Capacidade instalada e de produção</i> .....	60
3.2 ESTIMATIVA DO INVESTIMENTO .....	61
3.2.1 <i>Investimentos Fixos Diretos</i> .....	62

3.2.2 Investimentos Fixos Indiretos e Capital de Giro .....	64
3.2.2.1 Investimento Fixo Indireto.....	64
3.2.2.2 Capital de Giro .....	65
3.2.3 Fator de escala.....	66
3.2.4 Fator de atualização no tempo.....	68
3.2.5 Fator de nacionalização.....	68
3.3 CUSTOS OPERACIONAIS.....	69
3.3.1 Custos de produção.....	69
3.3.1.1 Custos variáveis .....	69
3.3.1.2 Custos fixos .....	71
3.3.1.2.1 Operação e Manutenção .....	71
3.3.1.2.2 Reposição da pilha .....	73
3.3.1.3 Outros custos fixos.....	73
3.3.1.3.3 Depreciação contábil .....	74
3.3.2 Despesas Operacionais .....	75
3.4 PREÇO DE VENDA .....	76
3.5 CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL (TAXA DE DESCONTO) .....	77
3.6 ANÁLISE ECONÔMICA .....	78
3.6.1 Cálculo do ponto de nivelamento (Breakeven Point) .....	78
3.6.2 Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio.....	79
3.7 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA .....	80
3.7.1 DRE.....	80
3.7.2 Financiamento .....	81
3.7.3 Impostos.....	83
3.7.4 Fluxos De Caixa Descontado (FCD) e Valor Presente Líquido (VPL).....	84
3.7.5 Taxa Interna De Retorno (TIR).....	84
3.7.6 Payback Descontado.....	85
3.8 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	85
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>87</b>
4.1 DEFINIÇÕES DA PLANTA.....	87
4.2 ESTIMATIVAS PARA O CENÁRIO BASE .....	87
4.2.1 Investimento de Unidades Industriais .....	87
4.2.2 Investimento total.....	88
4.2.3 Custos de Produção.....	88
4.2.4 Despesas operacionais.....	90
4.3 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO .....	90
4.3.1 Ponto de Nivelamento.....	90
4.3.2 Custo Nivelado do Hidrogênio.....	91

4.3.3 DRE.....	92
4.4 VIABILIDADE FINANCEIRA.....	92
4.4.1 VPL.....	92
4.4.2 TIR.....	92
4.4.3 Payback Descontado.....	93
4.4.4 PMV.....	93
4.5 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE.....	93
4.5.1 Custo da energia renovável e preço do eletrolisador.....	94
4.5.2 Análise de sensibilidade em relação à Dinâmica da Planta (energia do grid x intermitência)	
.....	96
4.5.3 Análise de sensibilidade em relação à parâmetros financeiros (Taxa de Juros e Estrutura de	
Capital).....	98
<b>5 CONCLUSÕES.....</b>	<b>100</b>
<b>6 REFERÊNCIAS.....</b>	<b>104</b>
<b>APÊNDICE A – DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS DO EXERCÍCIO (DRE) NO CENÁRIO BASE</b>	
<b>(VALORES EM R\$ MILHÕES).....</b>	<b>113</b>
<b>APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DESCONTADO PARA O CENÁRIO BASE (VALORES EM R\$ MILHÕES)</b>	
.....	114
<b>APÊNDICE C - FLUXO DE CAIXA DESCONTADO PARA O CENÁRIO BASE SEM FINANCIAMENTO</b>	
<b>(VALORES EM R\$ MILHÕES).....</b>	<b>115</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o cenário global tem testemunhado uma mudança significativa em direção à busca por soluções mais sustentáveis e energeticamente eficientes. Nesse sentido, a crescente conscientização sobre as mudanças climáticas e a necessidade urgente de reduzir as emissões de carbono têm conduzido a sociedade a buscar alternativas que minimizem os impactos ambientais. Tal conscientização foi traduzida no Acordo de Paris, tratado assinado em 2015 por 195 nações que se comprometeram a reunir esforços “para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais”, reduzindo emissões de CO<sub>2</sub> em 43% até 2030, oficializando assim as mudanças que países devem fazer para tomar rumos mais sustentáveis (UNFCCC, 2015).

Nesse contexto, a busca por fontes de energia e matéria prima mais sustentáveis e ambientalmente amigáveis tem impulsionado a exploração de diversas rotas para a produção de hidrogênio, um vetor energético versátil e promissor. O hidrogênio, desde os anos 1970, após a primeira grande crise do petróleo, tem sido apresentado como uma solução viável. Como fonte de energia, o hidrogênio oferece diversas vantagens: é abundantemente encontrado na natureza, não apresenta toxicidade ambiental, dispersa-se facilmente e é armazenável, além de ser amplamente utilizado em indústrias como a de amônia (MCKINSEY&COMPANY, 2021).

No entanto, atualmente as principais rotas de produção deste gás ainda contribuem significativamente para emissões de gases de efeito estufa, visto que partem de matérias-primas fósseis. A rota mais empregada atualmente, denominada rota cinza, é o processo de reforma a vapor a partir do gás natural, tendo grande impacto em emissões de gases do efeito estufa.

Nesse sentido, surge a rota verde como grande potencial para produzir hidrogênio de forma que fique em linha com a descarbonização de indústrias e da matriz energética. Tal hidrogênio é produzido por meio de um processo de eletrólise utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis, como energia solar, eólica ou hidrelétrica e, portanto, o hidrogênio torna-se sustentável, não emitindo gases poluentes durante sua produção ou combustão.

Diversos países estão concentrando esforços para implementar tal rota, caminhando para um cenário mundial mais sustentável. Dentro deste contexto, durante a COP28 das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, mais de 30 países lançaram a Declaração de Intenção da COP28 sobre o Reconhecimento Mútuo de Esquemas de Certificação para Hidrogênio Renovável e de Baixo Carbono e Derivados de Hidrogênio, reconhecendo o papel fundamental

do hidrogênio limpo na descarbonização global e no atendimento às necessidades energéticas mundiais (US DEPARTMENT OF ENERGY, 2023).

Além da expectativa no mercado global, o presente estudo foi motivado pelo grande potencial brasileiro em se tornar um polo relevante para a produção de hidrogênio verde (SEBRAE, 2023). O Brasil surge em dada conjuntura global como potencial líder na produção de hidrogênio verde, uma vez que sua matriz energética é composta de 85% de energia renovável, fonte principal para produção (MCKINSEY&COMPANY, 2021). Sendo assim, investimentos para produzir hidrogênio verde neste país poderiam aproveitar a rede elétrica existente. Contudo, no Brasil e no mundo tal rota ainda apresenta desafios para a completa descarbonização da produção de hidrogênio. O desafio preponderante reside nos custos associados à produção que ainda não se encontram competitivos com rotas mais tradicionais.

Diante de tal desafio e da perspectiva de destaque do Brasil como produtor de hidrogênio verde, o presente trabalho tem como motivação entender a competitividade do hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água proveniente da dessalinização da água do mar. Com isso, busca-se entender melhor a tecnologia da eletrólise da água, bem como os componentes principais que influenciam no custo final do produto. Nesse sentido, o objetivo do trabalho é realizar um estudo de pré-viabilidade econômica para uma planta de produção de hidrogênio verde no Brasil, de forma a discutir os desafios de tal tecnologia.

Como objetivos específicos, este trabalho se propõe a:

- Discutir desafios da tecnologia a partir de uma revisão de literatura abrangente sobre o processo de eletrólise, explorando as tecnologias e destacando os principais projetos atualmente em desenvolvimento;
- Estimar o investimento e os custos operacionais para a operação da planta;
- Estabelecer o preço mínimo de venda (PMV) do hidrogênio produzido, o qual viabiliza economicamente a planta, por meio da aplicação da metodologia de fluxo de caixa descontado;
- Calcular o custo nivelado do hidrogênio a fim de comparar com referências de outras rotas encontradas na literatura, com o objetivo de discutir sua competitividade;
- Realizar análises de sensibilidade para examinar as variáveis que exercem maior impacto na viabilidade do projeto;

A estrutura do trabalho segue uma organização onde, após esta introdução, há uma revisão bibliográfica abrangente abordando as diversas rotas de produção do hidrogênio, seu

potencial de mercado, o processo de eletrólise e os principais equipamentos associados a esse processo. O capítulo também inclui uma descrição técnica detalhada da planta objeto de estudo, e fornece informações sobre principais equipamentos associados a esses processos, bem como dos projetos em operação e em desenvolvimento.

O capítulo subsequente, dedicado à metodologia, apresenta como foram realizadas as estimativas de investimentos e custos para a implantação de uma planta no Brasil, delinea as premissas consideradas para o cálculo do fluxo de caixa descontado do projeto, com o intuito de determinar o valor do hidrogênio produzido, e apresenta análises de sensibilidade relevantes para o projeto.

Os resultados são apresentados no capítulo 4, acompanhados por discussões embasadas nos estudos de sensibilidade, visando analisar a competitividade da planta em diferentes cenários e os desafios para a difusão da tecnologia para produção de hidrogênio verde. Finalmente, o capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho, suas limitações e sugestões para futuras pesquisas.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo está estruturado em cinco seções distintas. Na primeira, são abordadas as características do hidrogênio e suas diferentes aplicações. Em seguida, são apresentadas as diferentes rotas tecnológicas para sua produção e seu estágio de maturidade. Na terceira seção, será apresentado o panorama do mercado deste gás, tanto no cenário global quanto no cenário brasileiro, enfatizando o potencial de crescimento da demanda do H<sub>2</sub>. Na quarta seção serão abordadas as perspectivas de projetos da rota de hidrogênio verde, detalhando tendências de localização e projetos de players importantes desta produção. Por fim, serão descritas todas as etapas da rota de produção do hidrogênio verde.

### 2.1 CARACTERIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO

#### 2.1.1 Propriedades

O hidrogênio é o elemento químico mais abundante no universo. Além de sua forma molecular (H<sub>2</sub>) estar presente no ar atmosférico, este elemento pode ser encontrado em moléculas de água, hidrocarbonetos, petróleo e diversas outras substâncias orgânicas.

Apesar de presente em diversas moléculas da natureza, foi em 1766, a partir da reação química entre zinco metálico e ácido clorídrico, que o cientista britânico Henry Cavendish identificou o hidrogênio, após observação de formação de gás, como um elemento distinto. Posteriormente a essa descoberta, Cavendish realizou um ensaio, aplicando faísca a este gás, produzindo água, o que levou à descoberta de que a molécula de água também tem hidrogênio em sua constituição (SUBRAMANI; BASILE; VEZIROGLU, 2015).

O átomo de hidrogênio é o mais leve encontrado na natureza, possuindo peso atômico de 1,007 g/mol. Pode ser encontrado na forma de 3 isótopos (*protium*, *deuterium* e *tritium*), sendo o *protium* a forma abundante (99,98%) que consiste em um núcleo com carga positiva unitária com um único elétron (GUPTA, 2008). Por este motivo, não é encontrado em seu estado livre na natureza, estando majoritariamente ligado a átomos de oxigênio ou carbono por meio de ligações covalentes ou iônicas. (SUBRAMANI; BASILE; VEZIROGLU, 2015).

O hidrogênio molecular (H<sub>2</sub>), forma em que o hidrogênio puro naturalmente existe, é formado a partir de ligação covalente entre dois átomos. Em condições normais de temperatura e pressão, é um gás inodoro, sem cor e menos denso que o ar. Possui temperatura de ebulição de -259°C e de fusão de -253°C. Sua densidade é de 0,0899 g/L, sendo o elemento com densidade mais baixa de todos. É ligeiramente solúvel em água e álcool. Além disso, tem alto

poder calorífico (quantidade de energia por unidade de massa liberada por uma substância por combustão), igual a 141,4 kJ.g. (GUPTA, 2008). As propriedades físicas do hidrogênio estão resumidas na Tabela 1:

Tabela 1- Propriedades hidrogênio

Propriedade	Valor
Massa molecular	2,01594
Densidade do gás (0°C e 1 atm)	0,08987 kg/m <sup>3</sup>
Densidade do sólido (-259 °C)	858 kg/m <sup>3</sup>
Densidade do líquido (-253°C)	708 kg/m <sup>3</sup>
Temperatura de fusão	-259 °C
Temperatura de ebulição a 1 atm	-253 °C
Temperatura crítica	-240 °C
Densidade crítica	31,2 kg/m <sup>3</sup>
Pressão crítica	12,8 atm
Viscosidade a 25°C	0,00892 cP
Capacidade calorífica do gás a 25°C	14,3 kJ/(kg°C)
Capacidade calorífica do líquido a -256°C	8,1 kJ/(kg°C)
Capacidade calorífica do sólido a -259,8°C	2,63kJ/(kg°C)

Fonte: Adaptado de GUPTA (2008)

O hidrogênio molecular é um equilíbrio entre duas formas ou alótropos: ortho e para-hidrogênio. Estas se diferem pela orientação dos spins dos prótons nos átomos de hidrogênio na molécula diatômica. A configuração ortho é o caso em que os spins estão alinhados paralelamente, enquanto na configuração para os spins estão anti-paralelos. As propriedades físicas são ligeiramente diferentes entre as duas formas, mas as propriedades químicas são semelhantes. (SUBRAMANI; BASILE; VEZIROGLU, 2015). À temperatura ambiente, o hidrogênio aparece em duas formas: de 75% ortho e 25% para. Sua conversão entre essas duas conformações é associada à liberação de calor. Um exemplo disto é que em temperaturas de 20K, 703 kJ/kg são liberados na conversão das conformações ortho-para (GUPTA, 2008)

### 2.1.2 Aplicações

Como descrito na seção anterior, o átomo de hidrogênio não é encontrado de forma isolada, sendo necessários processos para sua obtenção. Atualmente, com os avanços científicos, é possível obter hidrogênio de diversas fontes, como petróleo, gás natural, etanol,

água etc. Com esses diferentes processos, é possível produzir o hidrogênio para assim ser usado em suas diversas aplicações.

Atualmente o hidrogênio é usado tradicionalmente na produção de produtos químicos (especialmente fertilizantes), no refino de petróleo, no tratamento de metais, na indústria de alimentos, como combustível e como vetor energético (DE CASTRO et al., 2023), sendo este último referente ao uso do hidrogênio como um meio de armazenar e transportar energia. Existem várias formas de utilizar o hidrogênio como vetor energético, sendo usado para armazenar energia, como combustível para veículos e como combustível para uso industrial, aplicações estas mais detalhadas a seguir. A vasta aplicação do hidrogênio é devido a sua reatividade e propriedades físicas específicas.

As diferentes aplicações do hidrogênio podem ser divididas em dois grandes grupos:

1- Como matéria-prima em processos industriais: para produção de petroquímicos, hidrogenação de óleo e gorduras, produção de fertilizantes, reações na metalurgia (redução de níquel), para indústria de eletrônicos (redução de tetracloreto de silício)

2 - Como combustível para transportes e uso industrial: para transportes pesados ou leves, o hidrogênio pode ser aplicado diretamente como combustível em motores de combustão interna a diesel. Os motores convencionais a combustão interna (ICE) podem, com modificações, funcionar com misturas de H<sub>2</sub> com gás natural (*hythane* ou HCNG), diesel ou biocombustíveis (DE CASTRO et al., 2023). Podem também ser fonte para células combustível (FCEV), além de combustível (podendo ser misturado ao gás natural) de turbinas e para geração de calor em processos industriais.

Tendo em vista a aplicação do grupo 2, o hidrogênio surge também como uma alternativa para armazenamento de energias renováveis, favorecendo a flexibilidade do sistema de energia. Isso porque, com a maior inserção de fontes renováveis na matriz energética, há o desafio de equilibrar a demanda com a geração de eletricidade variável. Sendo assim, o armazenamento de energia em grande escala é uma solução promissora para este problema, aumentando a flexibilidade do sistema elétrico e reduzindo os desperdícios de energia proveniente de fontes renováveis variáveis. (TOMALSQUIM, 2017)

O armazenamento de hidrogênio é, portanto, uma opção de armazenamento de energia química em que a energia elétrica é convertida em hidrogênio, sendo possível utilizá-la novamente ao usar o hidrogênio como combustível em um motor de combustão ou em uma célula combustível (BREEZE, 2018).

Como combustível, o hidrogênio foi primeiro aplicado em 1845, quando o cientista inglês William Grove inventou a primeira bateria a gás, combinando oxigênio e hidrogênio. (SUBRAMANI; BASILE; VEZIROGLU, 2015). A NASA utiliza desde 1970 hidrogênio líquido para lançar seus foguetes na órbita terrestre.

Segundo Gupta (2008) seu alto potencial como combustível é devido a propriedades inerentes da molécula, tais como:

1 - Teor energético: é o combustível com maior teor energético (140,04 MJ/kg) quando comparado com outros combustíveis, como a gasolina (48,6 MJ/kg) e o diesel (33,8 MJ/kg);

2 - Flamabilidade: possui ampla gama de flamabilidade (concentrações de 4% a 75%), maiores que outros combustíveis (gasolina: 1% a 7,6%). Além disso, sua gama de concentração para explosividade também é vasta (15% a 59%);

3- Energia de Ignição: Hidrogênio exige baixa energia de ignição (0,02 mJ), sendo 10 vezes menor que a necessária para combustão da gasolina;

4 - Velocidade da chama: possui uma velocidade da chama (1,85 m/s) maior quando comparado com outros combustíveis (gasolina, metano).

Além dessas propriedades vantajosas para aplicação do hidrogênio como combustível, sua combustão não libera dióxido de carbono, gás que agrava o efeito estufa, como na combustão de outros combustíveis fósseis (gasolina, metano, diesel e etanol). Observa-se pela reação (1) que na combustão do hidrogênio, uma larga quantidade de energia é gerada, e somente água é produzida.



Sendo assim, o hidrogênio é uma fonte renovável e limpa, já que sua combustão tem apenas água como produto. No entanto, para ser considerado livre de emissões, deve-se considerar também o modo de produção deste hidrogênio, pois este pode ser produzido a partir de fontes renováveis e não renováveis que, durante o processo, pode gerar subprodutos prejudiciais ao meio ambiente, como será visto no tópico 2.2 deste estudo. Além disso, outro desafio para o uso do hidrogênio nas aplicações mencionadas e que pode aumentar significativamente sua pegada sustentável é o armazenamento e transporte, visto que em forma gasosa este requer tanques de altas pressões e liquefeito requer temperaturas criogênicas. (OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, [s.d.]

## 2.2 ROTAS DE PRODUÇÃO

O hidrogênio pode ser produzido por diversas rotas que diferem pela matéria prima utilizada, pela fonte da energia empregada e pelo processo para obtenção do produto. Nesse sentido, apesar do produto ser um forte promissor para potencializar a descarbonização de diversos setores, deve-se atentar ao processo através do qual este foi gerado, pois dependendo do precursor utilizado para extrair o hidrogênio e a fonte de energia empregada, o processo pode ser mais ou menos vantajoso em termos de emissões de carbono.

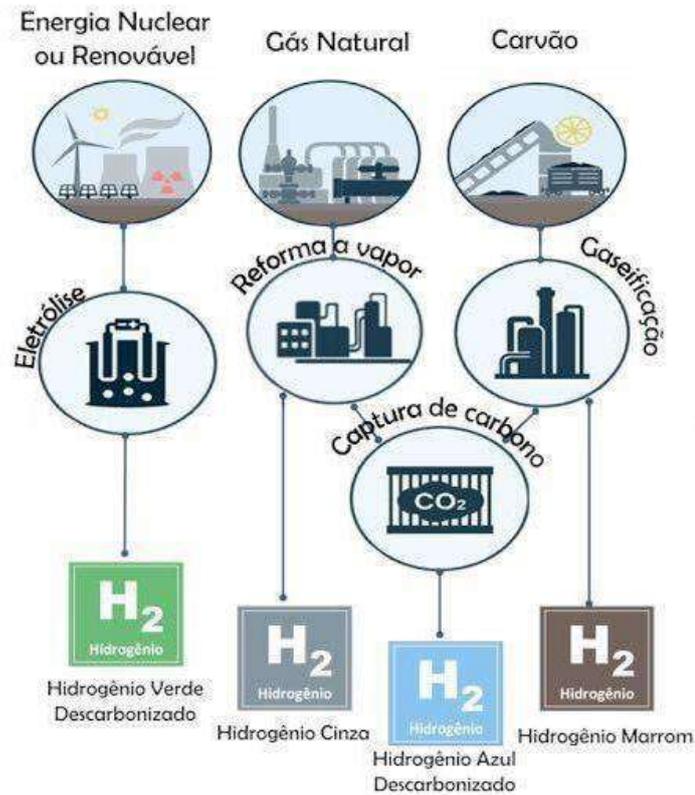
O hidrogênio pode ser produzido a partir de processos termoquímicos, processos eletrolíticos, fotoquímicos e biológicos. Os processos termoquímicos empregam o calor e reações químicas para liberar hidrogênio de substâncias orgânicas, como fontes fósseis. A reforma de gás natural e a gaseificação de biomassa são alguns exemplos desse tipo de rota. Os processos eletrolíticos, por sua vez, empregam eletricidade para separar a água em hidrogênio e oxigênio e os fotoquímicos empregam a energia da luz para o mesmo mecanismo. Por último, os processos biológicos dizem respeito ao uso de microrganismos, tais como bactérias e microalgas para gerar hidrogênio por meio de processos biológicos, utilizando a luz solar ou matéria orgânica, porém este ainda é incipiente e se encontra em fase de pesquisa. (OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, 2019)

Nesse sentido, devido às diferentes rotas possíveis para a produção do hidrogênio, define-se o hidrogênio por cores, conforme mostra a Figura 1. A coloração<sup>1</sup> do hidrogênio é definida conforme o processo de extração empregado, bem como a fonte de energia e matéria-prima utilizadas. Dessa forma, engloba desde o hidrogênio verde (obtido a partir de fontes renováveis e água) até o hidrogênio cinza ou marrom (associado a processos mais poluentes, a partir de fontes fósseis) e o azul (IBERDROLA, 2023) que serão detalhados a seguir

---

<sup>1</sup> O presente trabalho não apresenta de forma exaustiva todas as classificações de cores do hidrogênio, havendo outras, como turquesa, rosa e branco, melhor explicadas em <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/cores-do-hidrogenio>

Figura 1- Rotas de produção de hidrogênio



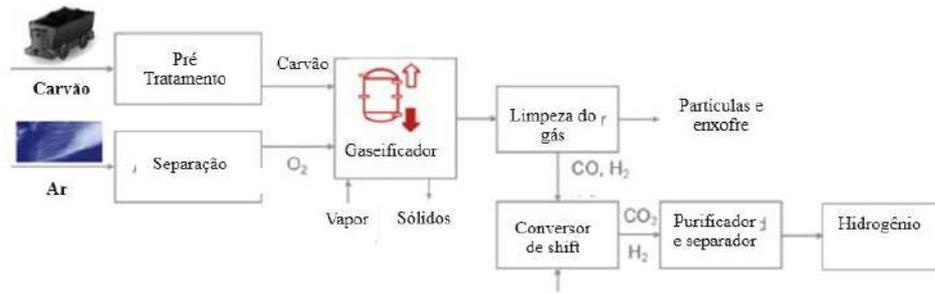
Fonte: BARTLETT; KRUPNICK, 2020

### 2.2.1 Hidrogênio Marrom

O hidrogênio marrom é obtido a partir do processo de gaseificação, utilizando o carvão mineral como matéria-prima. Trata-se de um processo que libera grandes quantidades de gases do efeito estufa (GEEs) e que não apresenta captura de carbono (CCUS) em sua rota.

No processo de gaseificação, o carvão mineral é exposto, em um gaseificador, ao ar ou oxigênio puro e vapor d'água em elevada pressão e temperatura (superiores a 900°C), dando origem ao gás de síntese, constituído principalmente de monóxido de carbono e hidrogênio. Além dos gases gerados, há presença de produtos de carbonização como, por exemplo, alcatrão, óleo, nafta e cinzas (RANDOLPH NORRIS SHREVE; BRINK, 1997, p. 81). O detalhamento da rota pode ser observado na Figura 2.

Figura 2 - Fluxograma processo de hidrogênio marrom



Fonte: AJANOVIC; SAYER; HAAS (2022)

O processo pode ser conduzido com distintos tipos de carvão e pode ocorrer com diferentes métodos de gaseificação, como a gaseificação em leito fixo, em leito fluidizado ou em fluxo arrastado e por plasma (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022). As principais reações que regem o processo são descritas nas equações (2) e (3) a seguir:



Segundo Dawood et al (2020), este é um processo completamente maduro, apresentando avaliação máxima no nível de maturidade tecnológica (TRL – *Technology Readiness Level*<sup>29</sup>). Possui eficiência entre 74% e 85% e é largamente utilizado no mundo, já que o carvão é a fonte de energia fóssil com maiores reservas mundialmente. O país que mais produz hidrogênio a partir deste processo é a China, pois além de estar sujeita a altos preços de gás natural, fonte fóssil para produção de hidrogênio a partir da reforma a gás, o país possui grandes reservas de carvão (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022).

Segundo o *Global Hydrogen Review* (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020), a obtenção de hidrogênio por esta rota tecnológica correspondia em 2021 a 19% da produção mundial total. Além disso, o custo estimado de hidrogênio pela rota de gaseificação de carvão sem captura de carbono é de 1 a 2 US\$/kg H<sub>2</sub>.

<sup>29</sup>TRL – *Technology Readiness Level* é um método criado pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) para avaliação da maturidade técnica de determinada tecnologia, analisando seus progressos no âmbito de pesquisa, desenvolvimento e implantação. Os níveis dessa classificação variam de 1, representando o início das pesquisas, até 9, estágio em que o elemento está pronto, em processo de operacionalização ou comercialização.

Apesar da alta eficiência e do baixo custo na produção de hidrogênio por gaseificação do carvão, este processo emite quantidades significativas de CO<sub>2</sub>. Além disso, há a possibilidade de produção de produtos indesejáveis, como os óxidos de enxofre, que causam danos ao meio ambiente pela chuva ácida (MIDILLI et al., 2021).

### 2.2.2 Hidrogênio Cinza

Trata-se da produção de hidrogênio pelo processo de reforma a vapor a partir do gás natural, sendo o processo mais utilizado em escala industrial, que de acordo com o *Global Hydrogen Review* (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020) representou 61% do hidrogênio produzido mundialmente em 2021. Estima-se que aproximadamente 6% do gás natural extraído mundialmente é utilizado para a produção de hidrogênio cinza. (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022). Segundo Dawood et al (2020), este é um processo completamente maduro, apresentando avaliação máxima no nível de maturidade tecnológica (TRL – *Technology Readness Level 9*).

O produto oriundo desta rota é majoritariamente aplicado na indústria petroquímica e para a produção da amônia, visto que mais de 40% do hidrogênio cinza é coproduto de outros processos químicos, como em refinarias de petróleo (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022). Algumas associações, como a *North American Council for Freight Efficiency* incluem ainda o hidrogênio produzido como coproduto de outros processos em uma classificação distinta, o hidrogênio branco. (NACFE, [s.d.]).

O cenário brasileiro não é diferente. Estima-se que 90% do hidrogênio é gerado por meio desta rota tecnológica no país. Isso ocorre pois além da tecnologia já apresentar um grau de maturidade elevado, há no país significativas reservas de gás natural. Segundo a ANP (2022), há 378.651 milhões de metros cúbicos de reservas de gás natural. Essa tecnologia é predominante na produção de H<sub>2</sub> e não apresenta uso energético visto que é o hidrogênio gerado é usado para o consumo próprio da empresa em outras atividades. (DE CASTRO et al., 2023)

Para o processo de reforma há três métodos: a reforma a vapor, que utiliza água como oxidante, a oxidação parcial, que usa oxigênio como oxidante e uma combinação dos dois, chamado de reforma autotérmica (ATR – *Autothermal reforming*). O processo de reforma a vapor é a tecnologia dominante para a produção de hidrogênio em larga escala, havendo muitas unidades em operação no mundo. Esse processo de reforma a vapor será detalhado a seguir (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019).

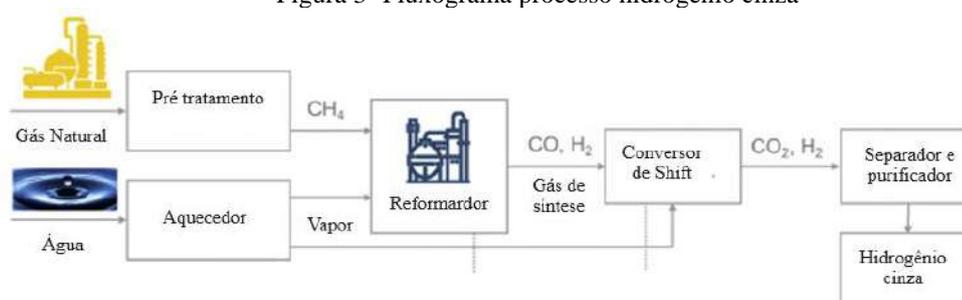
A primeira etapa do processo consiste na hidrodessulfurização, com o objetivo de remover o enxofre contido no gás natural, sendo fundamental para evitar o envenenamento dos catalisadores de reforma, que são majoritariamente compostos de níquel (SOUZA, 2009). Para gás natural contendo baixas concentrações de enxofre, esta etapa pode ser realizada via leito de óxido de zinco. Após essa etapa, o gás possui uma concentração de enxofre abaixo de 1 ppm e temperatura entre 350°C e 400°C. (GARCÍA, 2015).

Em seguida, a etapa de pré-reforma converte hidrocarbonetos maiores a  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO_2$  e  $H_2O$ , sendo importante para minimizar a formação de coque, já que esses hidrocarbonetos contidos no gás natural são mais reativos que o metano (Souza, 2009). As próximas etapas consistem em etapas catalíticas, ocorrendo duas reações. A primeira ocorrendo em altas temperaturas, sendo as reações de reforma a vapor (SMR – *Steam Methane Reforming*), conforme mostra a equação endotérmica (4) abaixo. A segunda ocorre em temperaturas mais baixas, caracterizando as reações de deslocamento gás-água, ou conversão de shift (WGS– *Water Gas Shift*), onde há remoção de CO e produção de hidrogênio adicional através da reação mostrada na equação exotérmica (5) (EVARISTO DA SILVA, 2005).



Como última etapa do processo, há a purificação do hidrogênio que pode ser realizada via duas tecnologias. A primeira que resulta em um  $H_2$  com 99,99% de pureza usa uma adsorção com modulação de pressão (PSA – *Pressure Swing Adorption*). Já a segunda, chamada de processo clássico, resulta em um  $H_2$  com pureza de 97% e consiste no resfriamento do gás após etapa de reforma até temperatura ambiente, para então ser alimentado a um depurador de dióxido de carbono que utiliza monoetanolamina (GARCÍA, 2015). O fluxograma do processo é apresentado a Figura 3.

Figura 3- Fluxograma processo hidrogênio cinza



Fonte: AJANOVIC; SAYER; HAAS (2022)

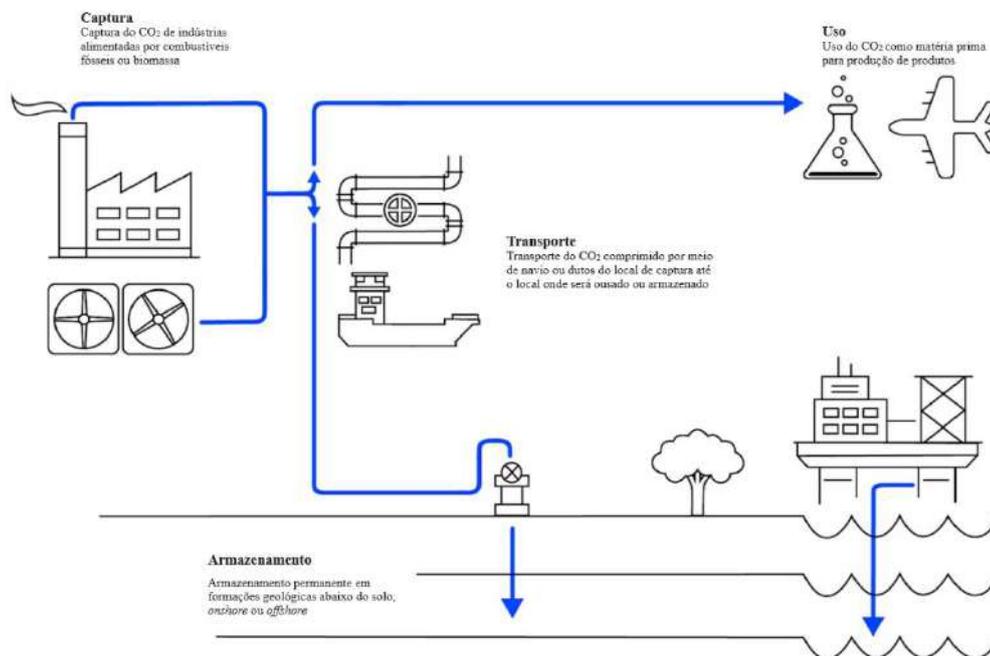
Como vantagens, este processo apresenta eficiência entre 60% e 85% (DAWOOD; ANDA; SHAFIULLAH, 2020) e baixo custo de produção, que segundo o *Global Hydrogen Review* (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2022) é de US\$ 1.0-2.5/kg H<sub>2</sub>. A grande desvantagem desta rota se dá por conta da relevante emissão de CO<sub>2</sub> durante o processo, cerca de 830 Mt do gás agravador do efeito estufa por ano (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022).

Em relação a capacidade de produção de plantas de hidrogênio cinza, segundo revisão da literatura da EPE com base em referências de projetos existentes, existem plantas que produzem desde 209 t H<sub>2</sub>/dia até 1.200 t H<sub>2</sub>/dia (EPE, 2022).

### 2.2.3 Hidrogênio Azul

O hidrogênio azul, ou “descarbonizado”, é aquele produzido utilizando fontes fósseis como matéria-prima (rota marrom ou cinza), seguido de CCUS (captura, utilização e sequestro de carbono). A definição de CCUS adotada pela IEA (IEA, 2020) refere-se ao conjunto de tecnologias para captura de CO<sub>2</sub> de fontes pontuais, possibilitando seu transporte para utilizações futuras ou armazenamento permanente, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4- Sistema de captura de carbono



Fonte: Adaptado de IEA (2020)

Segundo relatório “*The Future of Hydrogen*” do IEA (2023), ao acoplar o sistema de captura de carbono a uma planta de produção de hidrogênio por reforma a vapor (hidrogênio cinza), pode-se reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> em até 90%. Este processo se torna vantajoso para o cenário atual em que a pauta de descarbonização para reduzir emissões de gases de efeito estufa está em alta.

Esta rota torna-se ainda mais vantajosa pois para aplicá-la, pode-se acoplar o processo de captura de carbono em plantas industriais já existentes, sendo favorável principalmente em regiões que já possuem plantas de produção de hidrogênio a partir de matérias primas fósseis. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020)

A produção de hidrogênio azul apresenta custo de produção de US\$ 1.5-3.0/kg H<sub>2</sub> (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2022) e representou, em 2021, 0,7% da produção total de hidrogênio no mundo, com cerca de 15 plantas que englobam unidades de produção de hidrogênio em refinarias e em indústrias de fertilizantes. Os líderes no uso do processo de captura de carbono na produção de H<sub>2</sub> são os Estados Unidos, China e Oriente Médio (IEA, 2020)

Segundo relatório do BNDES (2022) há o desafio de propagar a aplicação de CCUS na produção de H<sub>2</sub> por meio da reforma do metano, mesmo que o CO<sub>2</sub> capturado não tenha aplicação local imediata, o que aumentaria os custos com transporte e armazenamento. Atualmente, a maior aplicação da rota azul se dá nas plantas de produção de amônia e ureia, uma vez que o CO<sub>2</sub> capturado no processo de reforma a vapor do gás natural é utilizado, em um processo integrado, como insumo para a produção de fertilizantes.

No entanto, apesar das vantagens apresentadas, essa rota ainda está longe de ter pegada zero de carbono, uma vez que mesmo com o acoplamento de CCUS, ocorrem emissões evasivas substanciais de metano na cadeia *upstream* da produção e do transporte de gás natural. (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022). Nesse sentido, há estudos da revista *Energy and Science & Engineering* que relatam que a produção de hidrogênio com captura de carbono pode ter emissões fugitivas de metano mais elevadas que a produção do hidrogênio cinza, devido ao aumento da utilização de gás natural para alimentar a operação de captura de carbono. (BURGEES, 2021).

Além disso, o acoplamento da unidade de captura de carbono encontra desafios como o destino do CO<sub>2</sub> capturado, sendo necessários altos investimentos para armazenar esse carbono no solo. Além disso, há uma redução de 5 a 14% na eficiência da produção de H<sub>2</sub> quando comparado com o hidrogênio cinza (IEA, 2022).

### 2.2.4 Hidrogênio Musgo

Semelhante ao hidrogênio marrom, o hidrogênio musgo também é obtido a partir do processo de gaseificação, ou de pirólise. No entanto, no lugar do carvão mineral é usada a biomassa como matéria-prima. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022), este hidrogênio é produzido através de biomassa com CCUS por meio de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica.

Essa rota é considerada uma das alternativas para a produção de hidrogênio com pegada de carbono menor, pois parte de fontes renováveis. Porém, ainda não há uso significativo em escala industrial, havendo somente alguns registros de plantas com esta tecnologia como a indiana da *Watomo Energies Ltd and Biezel Green Energy*, que produz 1 tonelada de  $H_2$  por dia e a planta da startup americana MOTE, que produz 700 toneladas de  $H_2$  por ano. Segundo estudo (EICHLER et al., 2015), a biomassa mais utilizada para a produção de hidrogênio são as de matrizes lignocelulósicas, e a rota de produção é principalmente via gaseificação e pirólise. A maturidade do processo de gaseificação por biomassa não é elevada, tendo TRL 7 (LEPAGE et al., 2021).

Os processos de conversão termoquímicos são os mais avançados para o uso da biomassa para produção de hidrogênio, pois foram estabelecidos a partir de metodologias semelhantes ao processo de reforma a vapor descrito anteriormente. Dessa forma, destacam-se os processos de gaseificação e o de pirólise (LEPAGE et al., 2021).

O processo de gaseificação é conduzido a temperaturas de aproximadamente  $1000^\circ C$  e consome algum agente oxidante (ar, oxigênio ou vapor) para a produção de gás de síntese. (LEPAGE et al., 2021)

Como pode ser visto na Figura 5, as etapas para um gaseificador de leito fluidizado, incluem a secagem da biomassa (zona seca) seguida da pirólise (zona de pirólise), dando início ao seu processo de decomposição, liberando gases como  $CO$ ,  $CO_2$  e hidrocarbonetos leves (LHC). Em seguida, ocorre a combustão, em que há liberação de calor para as demais etapas do processo, além da produção de  $CO_2$  e  $H_2O$ . A última etapa do processo se dá pela oxidação parcial em elevadas temperaturas, com presença de ar, vapor d'água, oxigênio puro ou  $CO_2$  como agentes oxidantes, juntamente com a biomassa (LORA et al., 2012).

Figura 5- Reações por zonas nos sistemas de gaseificação

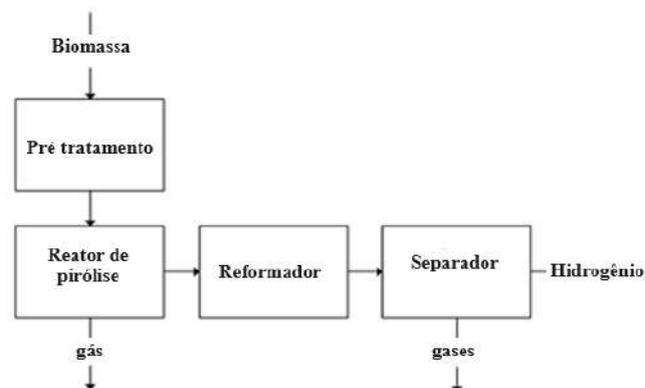
Zona de secagem	$H_2O$
Zona de Pirólise	$H_2O + \text{Metanol} + \text{Ácido Acético} + \text{Alcatrões}$
Zona de combustão	$C + O_2 \rightarrow CO_2$ $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$ (Na presença de Hidrogênio)
Zona de Redução ou gaseificação	$C + CO_2 \rightarrow 2CO$ (Reação de Bouduard) $C + H_2O \rightarrow CO + H_2$ (Reação carbono vapor) $C + 2H_2O \rightarrow CO + 2H_2$ $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ (Reação de “deslocamento” da água) $C + 2H_2 \rightarrow CH_4$ (Reação de formação de metano) $CH_4 + H_2O = CO + 3H_2$

Fonte: Copa; Tuna; Silveira (2018)

Conforme dito, a gaseificação pode ser realizada com ar, vapor ou oxigênio. A utilização de oxigênio produz um gás de maior pureza, contendo níveis maiores de  $H_2$ , porém com o custo de processo mais elevado para produção em escala industrial (LEPAGE et al., 2021).

Outro processo termoquímico é a pirólise, que é semelhante à gaseificação, porém ocorre a temperaturas mais baixas e sem a presença de agentes oxidantes. O processo ocorre a pressões de mais de 5 bar e temperaturas entre  $400^\circ\text{C}$  e  $800^\circ\text{C}$  (LEPAGE et al., 2021). Este método, no entanto, possui alguns desafios como a baixa eficiência na formação de  $H_2$ , além de formação de produtos indesejáveis como carvão e alcatrão (YU; WANG; VREDENBURG, 2021). Após a pirólise, segue com o processo de reforma a vapor. Tal processo é o mais utilizado e consiste na reforma a vapor da fração líquida gerada na pirólise (M AHLSTROM, 2020). A Figura 6 apresenta o fluxograma simplificado do processo descrito.

Figura 6- Fluxograma hidrogênio marrom via pirólise



Fonte: (M AHLSTROM, 2020)

Considerando ambas as rotas de produção, o hidrogênio musgo surge como uma alternativa para fornecimento de H<sub>2</sub> mais sustentável, uma vez que apresenta a vantagem de reduzir a dependência de fontes fósseis para a produção de H<sub>2</sub>, influenciando na redução das emissões de GEEs. No entanto, como o processo depende da disponibilidade de biomassa, sofre com a sazonalidade da disponibilidade dessas matérias primas. Além disso, o hidrogênio musgo apresenta eficiências menores (40% a 56%) (YU; WANG; VREDENBURG, 2021).

Segundo relatório da EPE (2021a), o custo do hidrogênio produzido a partir de biomassa pode variar entre 1,77 e 2,05 US\$/kg H<sub>2</sub> para a rota de gaseificação e entre 1,25 e 2,2 US\$/kg H<sub>2</sub> para a rota de pirólise.

Apesar de ainda não ser uma tecnologia completamente madura, algumas plantas já operam para produção de H<sub>2</sub> a partir de biomassa, como a planta indiana, resultante da *joint venture* da Watomo Energies Ltd e Biezel Green Energy, com estimativa de produzir uma tonelada de H<sub>2</sub> por dia. (RAMESH, 2022).

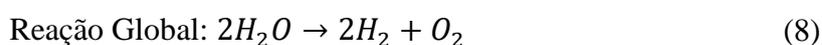
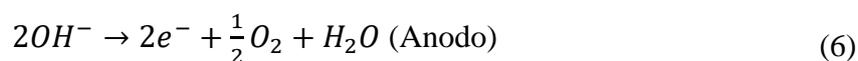
### 2.2.5 Hidrogênio Verde

A rota de produção do hidrogênio verde tem como premissa a não emissão de GEEs, se consolidando como a alternativa mais limpa de produção de hidrogênio e ganhando força no mercado. Trata-se de um processo que envolve a eletrólise da água, utilizando eletricidade de fontes renováveis como eólica, hídrica e solar.

Por sua característica de menores emissões de gases de efeito estufa durante o processo, este hidrogênio é também chamado de “hidrogênio limpo”, “hidrogênio renovável” ou “hidrogênio de baixo carbono”.

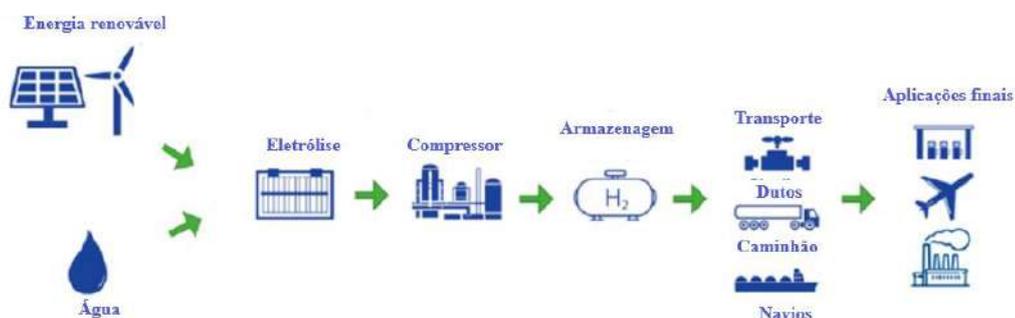
Para a produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água há utilização de energia elétrica advinda de outras fontes, cuja corrente alternada (AC) é convertida em corrente contínua (DC) no retificador, havendo geralmente uma perda de 5 a 10% de energia nessa conversão (SOUZA, 2009).

O processo de eletrólise, que será detalhado no tópico 2.5.4 a seguir, engloba as reações de oxidação e redução, descritas abaixo, sendo um processo com nenhuma emissão de carbono.



Após as reações acima, o H<sub>2</sub> produzido é comprimido para armazenamento e posterior transporte para diversos usos. O gás oxigênio, também produzido pela eletrólise, pode ser liberado ao ambiente ou ser comprimido para aplicação em outros usos. As principais etapas do processo de H<sub>2</sub> verde são representadas na Figura 7.

Figura 7 - Etapas do processo de H<sub>2</sub> verde



Fonte: JARADAT et al. (2022)

A eletrólise pode ser realizada por meio de diferentes tecnologias, ou seja, diferentes eletrolisadores. Atualmente cada tecnologia apresenta um grau de maturidade distinto e possui eficiência específica. Sendo assim, o eletrolisador alcalino é a tecnologia mais madura e usada comercialmente, e possui eficiência entre 63% e 70%. (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022). As questões relativas aos eletrolisadores serão discutidas a seguir, no tópico 2.5.4.

Além do módulo de eletrólise, o processo conta com sistemas que dão suporte como o suprimento de energia elétrica, da captação e tratamento de água, compressão do gás produzido e armazenagem (DE CASTRO et al., 2023). Tais etapas também influenciam o custo final do H<sub>2</sub>, por isso, serão mais bem detalhadas no tópico 2.5.

A principal vantagem desta rota é a baixa emissão de GEEs, sendo um vetor para impulsionar a transição energética para um futuro mais descarbonizado. Dessa forma, a pegada de carbono da produção de H<sub>2</sub> depende da fonte da energia renovável utilizada na eletrólise, bem como em etapas pós-produção, como armazenagem e transporte. No entanto, em geral, essa rota apresenta emissões de GEE significativamente menores quando comparado com H<sub>2</sub> oriundos de fontes fósseis (rota cinza e marrom). Segundo estudo publicado na *Royal Society of Chemistry*, o H<sub>2</sub> verde produzido a partir de energia solar, por exemplo, apresenta uma pegada de GEE de 1,7-4,4 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>, o que equivale a uma redução de 62-85% em comparação com o hidrogênio cinza (DE KLEIJNE et al., 2022)

Apesar das vantagens ambientais, essa rota ainda apresenta altos custos de produção. Segundo relatório “*The green hydrogen economy Predicting the decarbonisation agenda of*

*tomorrow*” da consultoria Pwc (s.d), atualmente a produção de hidrogênio verde varia de €3 a €8/kg. Os maiores desafios dessa rota de produção são os elevados custos de eletricidade, sendo um processo que demanda muita energia e água e o alto investimento com eletrolisadores. Além disso, outros desafios são a disponibilidade de fontes renováveis de energia para suprir toda a demanda de produção de hidrogênio, e os desafios de armazenagem e transporte, comuns também às demais rotas.

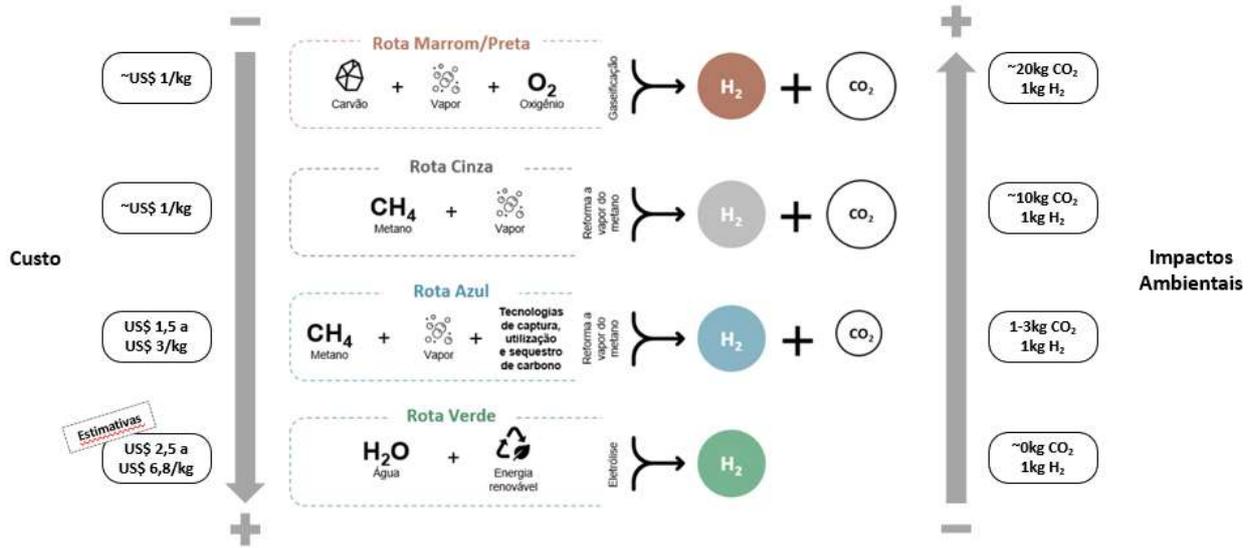
## **2.2.6 Comparação entre as rotas para produção de H<sub>2</sub>**

Com base nas rotas descritas anteriormente, é possível traçar um comparativo em termos de impactos ambientais e custos. Conforme ilustra a Figura 8, as rotas marrom e cinza, apesar de apresentarem menores custos, têm maior impacto ambiental, com emissões de CO<sub>2</sub> acima de 10kg por kg de H<sub>2</sub> produzido.

Além disso, as rotas azul e verde surgem como alternativas mais sustentáveis para a produção deste combustível, porém ainda são economicamente menos atrativas. Sendo assim, por conta das metas de descarbonização e menor dependência de combustíveis fósseis acordados em tratados mundiais, há o incentivo para desenvolvimento de tecnologias visando a redução de custo da rota verde.

Vale ressaltar ainda que, apesar de a rota azul ser uma opção ambientalmente mais favorável que as rotas cinza e marrom, e com custos menores quando comparado com a rota verde, essa ainda não reduz a dependência energética do gás natural, o que perpetua o modelo baseado em fontes fósseis. No entanto, dado que o H<sub>2</sub> azul é mais competitivo que o verde, essa rota se apresenta como uma alternativa de transição até o processo totalmente descarbonizado (rota verde), dependendo dos cenários de oferta e demanda de combustíveis fósseis.

Figura 8 - Comparativo das principais rotas de obtenção de H<sub>2</sub>



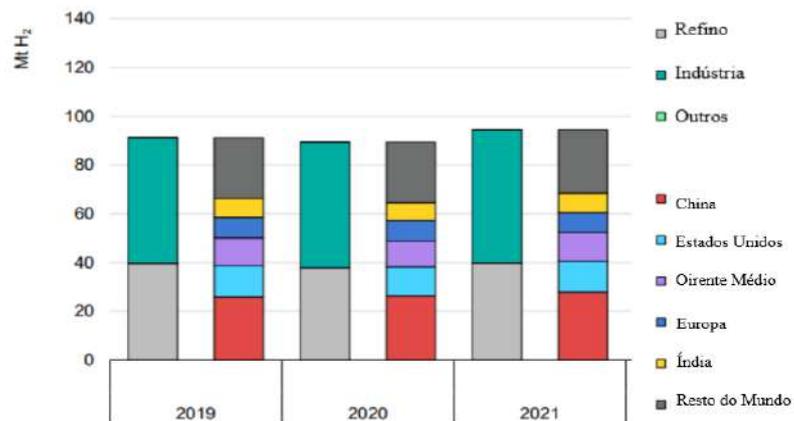
Fonte: Adaptado de GAS ENERGY (2021)

## 2.3 MERCADO DE HIDROGÊNIO

### 2.3.1 Mercado Global

Como pode ser observado na Figura 9, em 2021, a demanda global de hidrogênio foi de 94 milhões de toneladas, sendo grande parte para uso tradicional em refinaria e indústria. A recuperação de atividades econômicas, sobretudo no setor de petróleo, impulsiona o mercado de hidrogênio pós pandemia, refletindo no aumento de 5% na demanda no ano de 2021.

Figura 9 - Demanda de H<sub>2</sub> por setor e região, 2019-2021



Fonte: IEA, 2022

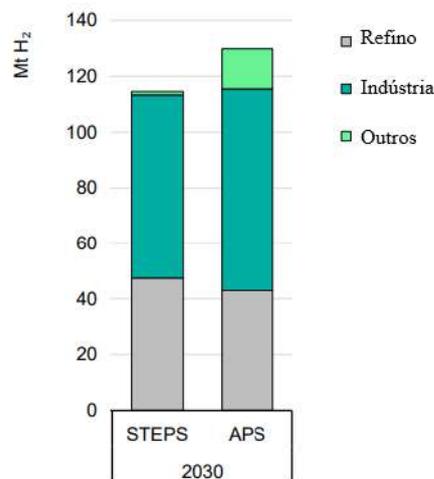
Além das aplicações tradicionais apresentadas no tópico 2.1.2, outros mercados estão em desenvolvimento para o hidrogênio, como aplicações em indústria pesada, transporte e geração de energia. No entanto, esses segmentos estão pouco maduros, representando cerca de 0,04% da demanda de hidrogênio (IEA, 2022).

Segundo as projeções da Agência Internacional de Energia (IEA, 2022), haveria o aumento na demanda de hidrogênio até 2023, atingindo a marca de 115 Mt no cenário STEPS ou 130 Mt na projeção APS. A diferença dos cenários está no grau de conservadorismo considerado para atingimento das metas de clima anunciadas pelos países, sendo:

- STEPS - Projeção mais conservadora, levando em consideração políticas existentes e em desenvolvimento para alcançar objetivos relacionados à energia, mas sem assumir que os governos atingirão todas as metas anunciadas
- APS - Cenário de promessas anunciadas, incluindo os principais anúncios nacionais independentemente de haver implementação de legislação ou contribuições determinadas em nível nacional (NDCs - Nationally Determined Contributions). Assume que os países atingirão totalmente suas metas para 2030.

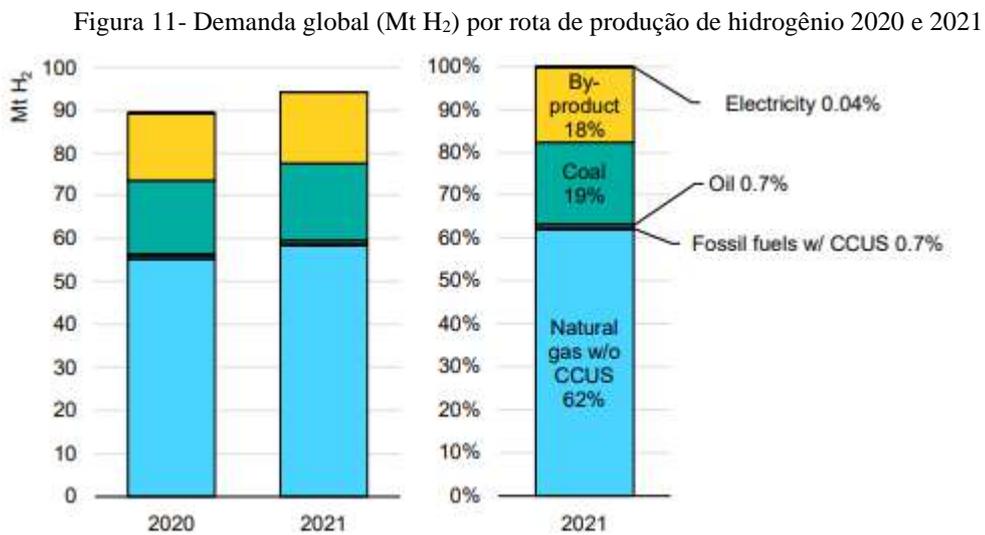
A Figura 10 ilustra as projeções da IEA para o mercado de hidrogênio em 2030, havendo, no cenário APS, uma perspectiva de aumento da demanda para aplicações menos tradicionais, como transporte, setores de geração de energia e produção de combustíveis.

Figura 10 - Projeções STEPS e APS para a Demanda de Hidrogênio 2030



Fonte: IEA, 2022

Apesar da vigente discussão da importância do hidrogênio na descarbonização, a demanda global de hidrogênio é majoritariamente atendida por rotas de produção a partir de fontes fósseis, como pode ser observado no Figura 11. Em 2021, a produção a partir do gás natural, sem tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), representou 62% do total, seguida da produção a partir de carvão (19%), em decorrência do efeito da China. As rotas com menores impactos ambientais, via eletrólise da água ou a partir de fontes fósseis com CCUS, representaram juntas 0,74% da produção total, caracterizando ainda uma participação muito baixa.

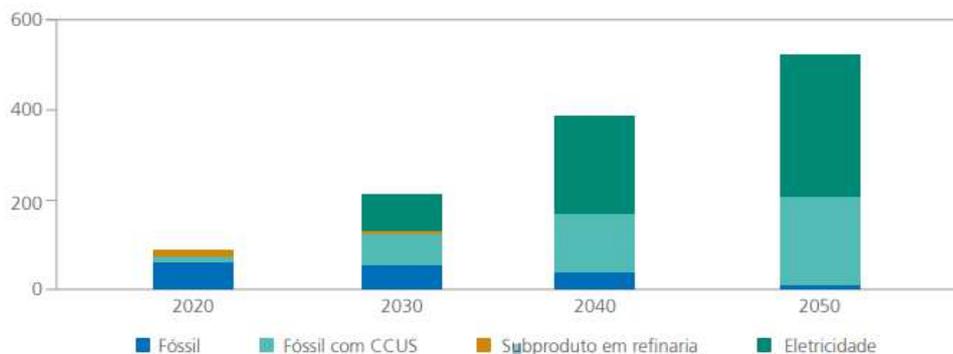


Fonte: IEA, 2022

*By-product* - Hidrogênio como subproduto da reforma de nafta em refinarias, sendo utilizado posteriormente nos processos da própria refinaria (hidrocraqueamento, dessulfurização)

A projeção do cenário IEA *net zero emissions*, apresentada na Figura 12, revela uma expectativa de predominância mundial (57%) da produção de hidrogênio via eletrólise a partir de 2040, em relação à produção fóssil, como as rotas de hidrogênio cinza e azul.

Figura 12 - Projeção em milhões de toneladas para a produção Global de Hidrogênio no cenário IEA net zero emissions



Fonte: IEA, 2022

As premissas, detalhadas na Tabela 2, projetam que em 27 anos, a maior parte da produção de hidrogênio (60%) se dará a partir da eletrólise da água, utilizando, principalmente, fontes renováveis – uma vez que 88% da eletricidade gerada em 2050 provirá desse tipo de fonte. A produção derivada de combustíveis fósseis sem CCUS, sobretudo o gás natural, decairá, saindo de 73%, em 2020, até chegar a 1% em 2050. Além disso, há tendência de evolução da produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis combinadas com CCUS (azul), partindo de 10% em 2020 até 38% em 2050 (IEA, 2022).

Tabela 2 - Produção global de H<sub>2</sub>, por combustível, no cenário IEA *net zero emissions*

Produção do hidrogênio	2020		2030		2040		2050	
	(Mt)	(%)	(Mt)	(%)	(Mt)	(%)	(Mt)	(%)
Como subproduto em refinarias*	14	16	11	5	0	0	0	0
Fontes fósseis sem CCUS**	64	73	51	24	34	9	7	1
Fontes fósseis com CCUS	9	10	71	33	133	34	201	38
Eletrólise***	0	0	80	37	224	57	322	60
<b>Total</b>	<b>87</b>		<b>213</b>		<b>391</b>		<b>530</b>	

Fonte: IEA, 2022

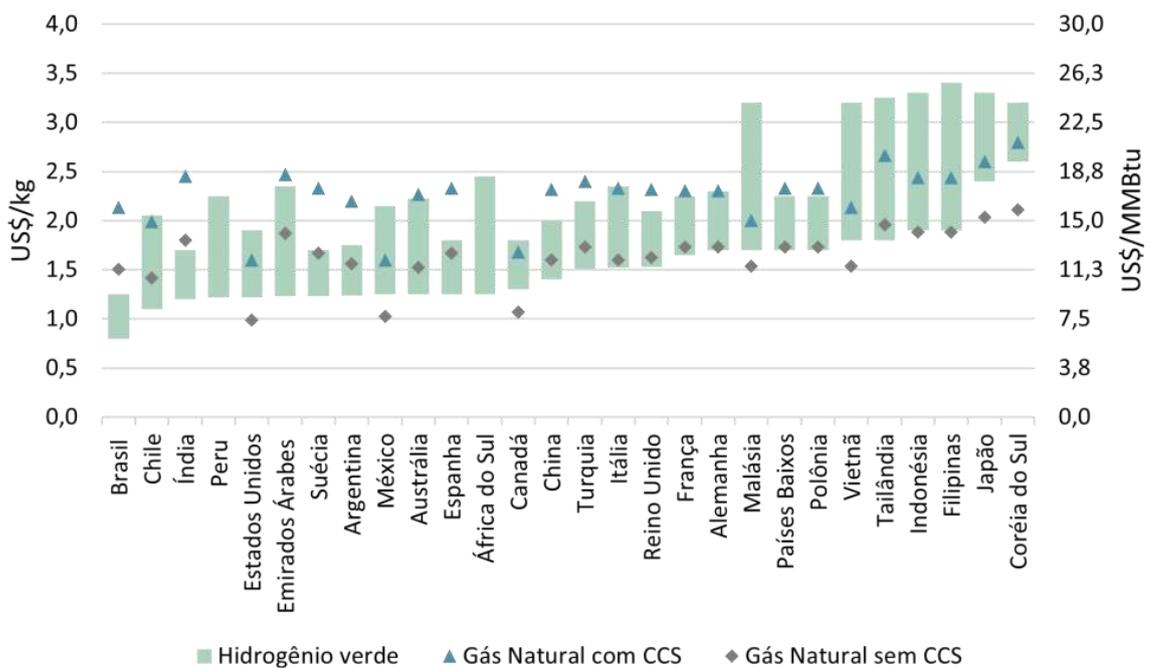
### 2.3.2 Brasil como importante player no mercado de Hidrogênio Verde

Por possuir matriz elétrica composta por mais de 80% de energia renovável (EPE, 2021a), o Brasil pode se beneficiar de investimentos para produção de hidrogênio verde nacional, já que 70% do custo de produção do hidrogênio é o custo de energia.

Segundo um estudo da McKinsey (2021), o Brasil é um dos países mais competitivos do mundo para produzir hidrogênio verde, podendo apresentar custo de US\$ 1,25/kg até 2040. O custo nivelado do hidrogênio verde (LCOH - *Levelized Cost of Hydrogen*<sup>3</sup>) produzido no Brasil ficaria abaixo de US\$ 1,50/kg de H<sub>2</sub> em 2030, estando alinhado com o LCOH dos melhores locais nos EUA, Austrália, Espanha e Arábia Saudita.

Segundo projeção da BloombergNEF (BNEF, 2021), apresentada na Figura 13, em 2030 o Brasil pode se destacar como o país com menores custos de produção de hidrogênio verde. Isso se dá devido à diversificação de fontes renováveis do país, além das estimativas de redução dos custos de produção.

Figura 13 - Custos de produção de hidrogênio por país em 2030



Fonte Gas Energy (2021), adaptado de BloombergNEF

### 2.3.3 Programas de Incentivo

Assim como mencionado anteriormente, o mercado de hidrogênio tem crescimento promissor, promovendo uma integração entre o setor energético, a indústria e o transporte,

<sup>3</sup>O Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) é uma variável que indica quanto custa produzir 1 kg de Hidrogênio Verde, levando em consideração os custos estimados do investimento necessário e o custo de operação dos ativos envolvidos em sua produção. É um parâmetro utilizado internacionalmente para análises de viabilidade econômica de plantas de hidrogênio verde, por possibilitar comparação com outras rotas de produção.

principalmente por ser um vetor energético, que viabiliza o armazenamento de energia. Sendo assim, nos últimos anos, o mercado do hidrogênio tem adquirido uma posição prioritária nas estratégias energéticas e climáticas de várias nações, devido à sua capacidade de oferecer uma alternativa viável para setores que enfrentam desafios significativos na redução de emissões de carbono.

Nesse sentido, de forma a impulsionar esse mercado e a descarbonização da cadeia energética, cada vez mais organizações governamentais em todo o globo estão lançando uma série de estratégias nacionais relacionadas ao hidrogênio. Novos avanços nesse campo estão surgindo em diferentes regiões, como na Europa, na região Ásia-Pacífico, nas Américas e nos países do Conselho de Cooperação do Golfo.

Na Europa, por exemplo, estratégias foram desenvolvidas de modo a fomentar a produção de hidrogênio, principalmente o verde. Nesse contexto, foi publicada em 2020 a diretriz em que o hidrogênio verde será a principal prioridade na Europa para essa transição energética. Além disso, foram propostos direcionamentos de políticas em cinco áreas principais: estímulo a investimentos; fomento à produção e demanda; estabelecimento de mercado e infraestrutura para o hidrogênio; promoção de pesquisa e colaboração; e fortalecimento da cooperação internacional. Sendo assim, a Comissão Europeia comprometeu-se a produzir 10 milhões de toneladas de hidrogênio renovável até 2025. (EUROPEAN COMMISSION, 2022). Para atingir estes objetivos, a União Europeia pretende realizar investimentos públicos e privados no valor de 470 bilhões de euros até 2050 (THREFALL, 2021).

Os EUA, por exemplo, como forma de impulsionar esse mercado lançaram em 2023 o *U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap* em que organizações públicas e privadas se reuniram para determinar estratégias e metas para potencializar a produção de hidrogênio verde. Assim, o relatório lançado pretende ser uma estratégia viva que fornece um retrato da produção, transporte, armazenamento e utilização de hidrogênio nos Estados Unidos atualmente, bem como uma avaliação da oportunidade de o hidrogênio contribuir para os objetivos nacionais de descarbonização em todos os setores ao longo dos próximos 30 anos. Nele, foram definidas como metas, por exemplo, a produção de 10 milhões de toneladas anuais de hidrogênio limpo até 2030, além do comprometimento a reduzir o custo deste e o

investimento em *hubs*<sup>4</sup> de hidrogênio limpo (OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY, [s.d.]).

No Brasil, o cenário não é diferente, de modo que em 2021 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) lançou a Resolução nº 2 de 2021 que estabeleceu o hidrogênio como um dos tópicos primordiais para a canalização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento. Nesse cenário, visando desenvolver a economia do hidrogênio no Brasil para torná-lo competitivo frente ao mercado internacional, foi divulgada a publicação da Resolução nº 6, datada de 23 de junho de 2022, que estabelece a criação do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2).

O Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) propõe estabelecer um conjunto de ações que promova o desenvolvimento de três pilares: políticas públicas, tecnologia e mercado. Para isso, o Programa é estruturado em 6 eixos como apresentado na Figura 14 com diretrizes definidas para cada um.

Figura 14 - Eixos do Programa Nacional do Hidrogênio



Fonte: Ministério De Minas e Energia, 2021

Além disso, em agosto de 2023 o Ministério de Minas e Energia divulgou o Plano Trienal de 2023-2025 como complemento ao Programa Nacional de Hidrogênio, que visa definir metas claras desta área para os próximos anos. Com isso, estabeleceu-se como foco o

<sup>4</sup> Comunidade que se torna um centro para startups e empreendedorismo para fomentar alguma tecnologia, geralmente oferece suporte, recursos e uma rede de contatos para novas empresas.

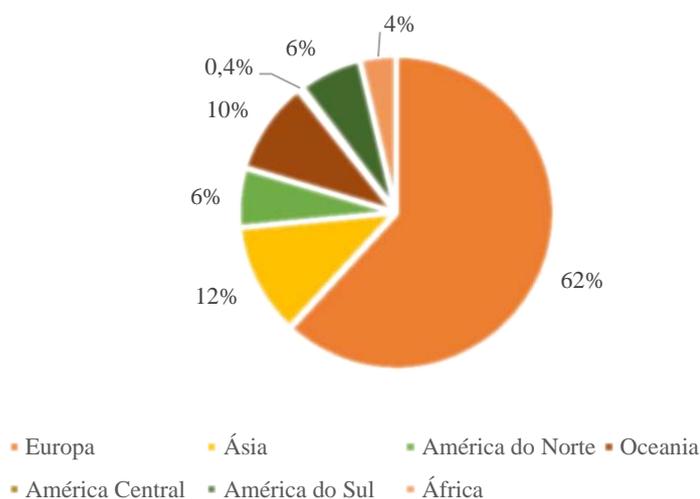
desenvolvimento da produção de hidrogênio de baixo carbono, a partir de fontes renováveis de energia, biomassa, combustíveis fósseis com captura e armazenamento ou uso de carbono, e nuclear. O plano trienal definiu três principais marcos temporais com seus objetivos. O primeiro diz respeito à disseminação de plantas pilotos no país até 2025, o segundo é a consolidação do Brasil como país mais competitivo do mundo na produção hidrogênio de baixo carbono do mundo até 2030 e por último a consolidação de *hubs* de hidrogênio de baixo carbono até 2035.

O Plano Trienal de 2023-2025 determina também as prioridades para o ciclo, sendo a aprovação de um marco legal para o hidrogênio a primeira delas. Outras prioridades são o investimento em Pesquisa & Desenvolvimento e Inovação para H<sub>2</sub> de baixo carbono com foco em redução de custo e ampliação dos financiamentos para tais projetos (AGENCIA GOV, 2023).

## 2.4 PERSPECTIVAS DE PROJETOS

Segundo base de dados atualizada em outubro de 2022 da Agência Internacional de Energia (IEA, 2023), há atualmente 893 projetos de hidrogênio verde no mundo. A Figura 15 apresenta a distribuição destes projetos por continente, sendo possível observar que o continente que mais apresenta projetos é a Europa, com 62% de participação, seguindo da Ásia e Oceania.

Figura 15 - Projetos de H2 verde por continente



Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2023)

Desses 893 projetos, 616 estão em fase de estudo de viabilidade ou conceito. Além disso, 99 (11%) projetos já estão operando.

Os maiores projetos de hidrogênio verde no mundo são (FUTURE FUELS, 2023):

- *NEOM Green Hydrogen Project* – resultado de uma joint venture entre NEOM, Air Products e ACWA Power. A planta, localizada na Arábia Saudita, tem expectativa de operação em 2026 com a produção de 600 toneladas de H<sub>2</sub> por dia.
- *Sinopec Star Co Green Hydrogen Project* – a planta, que será construída na Mongólia, utilizará energia solar e eólica para abastecimento, tendo como previsão a produção de 300.000 toneladas de H<sub>2</sub> por ano.
- *FFI and TES Green Hydrogen Project* – a planta das empresas *Fortescue Future Industries* e *Tree Energy Solutions* será localizada na Alemanha e tem expectativa de produção em 2026 com a capacidade de 300.000 toneladas de H<sub>2</sub> por ano.

Assim como no restante do mundo, no Brasil há projetos em diferentes estágios.

Sendo assim, os principais e mais avançados projetos que visam escala industrial da produção de H<sub>2</sub> verde são apresentados abaixo:

- Unigel – planta instalada no Polo Petroquímico de Camaçari na Bahia com estimativa de início de produção em 2024. Serão alocados três eletrolisadores com capacidade total de 60MW de energia e prevê-se que em capacidade máxima a planta produza 100 mil toneladas de H<sub>2</sub> por ano (EPBR, 2023a).
- Qair – planta do grupo francês prevê instalação de uma usina no complexo industrial em Pernambuco. Estima-se que terá início em 2025 e alcançará a operação plena somente em 2032 com a produção de 488 mil toneladas de H<sub>2</sub> por ano, utilizando capacidade de eletrólise de 2,2 GW. Há também a estratégia pela empresa Qair de replicar esse mesmo projeto, porém para o complexo industrial do Ceará (EPBR, 2023a).
- White Martins – já em operação desde dezembro de 2022, a empresa do grupo alemão Linde instalou uma planta em Pernambuco com expectativa de produção de 156 toneladas de H<sub>2</sub> por ano (EPBR, 2023a).

Além dos projetos em escala industrial, pode-se citar aqueles em escala piloto, como o da Eletrobras Furnas, com início em 2021 em Minas Gerais, que já produziu 1,5 toneladas de H<sub>2</sub>. Além disso, há o projeto de produção de hidrogênio a partir do etanol, fruto da parceria entre as empresas Shell, Raízen, Hytron, Senai e Toyota. Este último projeto tem previsão de início em 2024 com a construção de duas plantas capazes de produzir 5kg/h de H<sub>2</sub> e as empresas classificam o projeto com sendo hidrogênio verde.

## 2.5 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DA ELETRÓLISE DA ÁGUA

Conforme descrito no tópico 2.2.5, o hidrogênio verde é aquele produzido a partir da eletrólise da água, utilizando fontes de eletricidade renováveis.

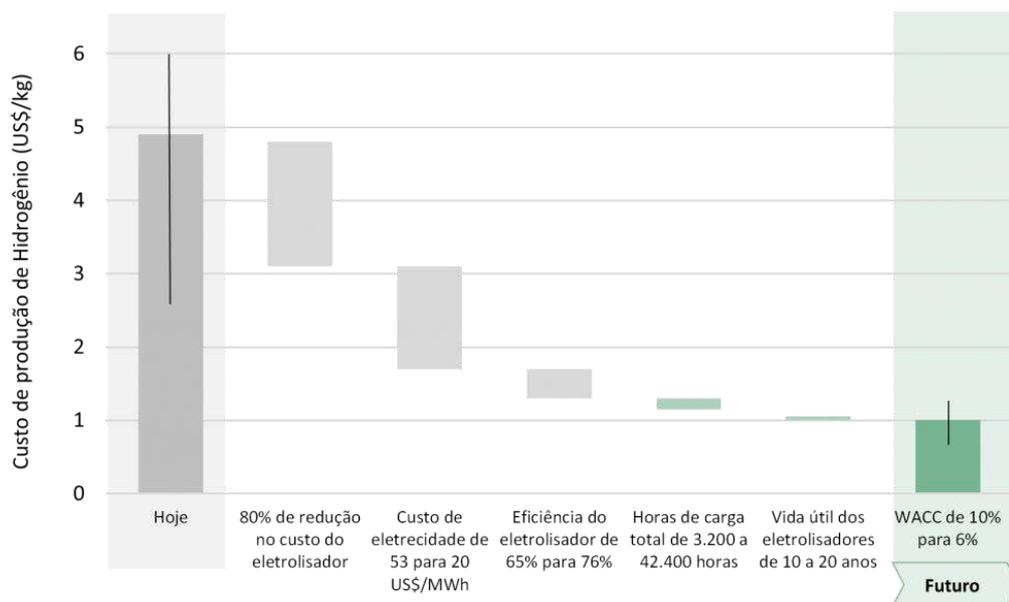
Dessa forma, faz-se necessário aprofundar nas características do custo de produção, nas opções de fonte de energia elétrica, no processo do uso da água de eletrólise e no armazenamento e transporte do H<sub>2</sub>.

### 2.5.1 Custo de produção

O custo do hidrogênio é influenciado por diversos fatores, como a rota de produção utilizada, o custo dos insumos, localização e escala da planta. No caso do hidrogênio verde, os principais fatores que influenciam na viabilidade do projeto e no custo de produção são o valor do investimento da planta, sendo o eletrolisador o principal equipamento, e o custo da eletricidade renovável utilizada no processo produtivo, que representa cerca de 70% do custo de produção dessa rota (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI, 2022).

Segundo a projeção da Gas Energy (2021), ilustrada na Figura 16, observa-se uma tendência de redução do custo de produção do hidrogênio verde, tanto para a eletrólise utilizando fonte de energia solar quanto utilizando energia eólica.

Figura 16 - Custos de produção de hidrogênio por rota de produção

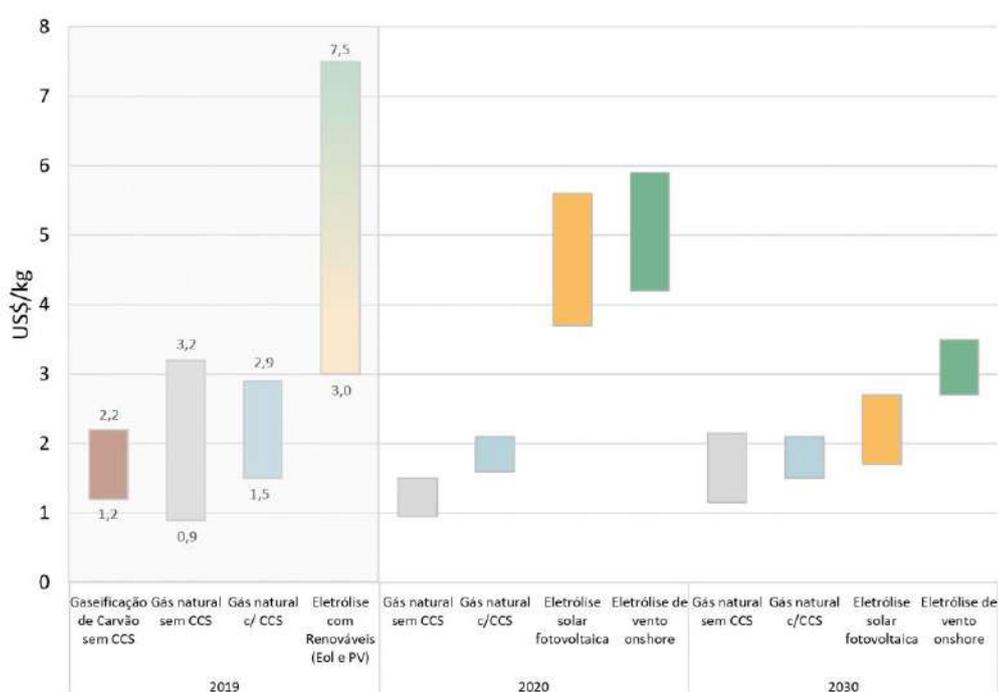


Fonte: Gas Energy (2021)

Um estudo de 2020 da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) apresenta possibilidades de redução em até 85% no custo de produção do hidrogênio verde no longo prazo. Dentre as premissas de redução apresentadas na Figura 17 há fatores como custo do eletrolisador e custo de eletricidade, além de otimizações e ganhos de eficiência na eletrólise.

Segundo IRENA (2020), a expectativa de redução de investimento do eletrolisador pode ser realizado por redução de componentes específicos da pilha, como o aumento da densidade de corrente, reduzir a espessura da membrana ou redesenhar a composição de catalisadores.

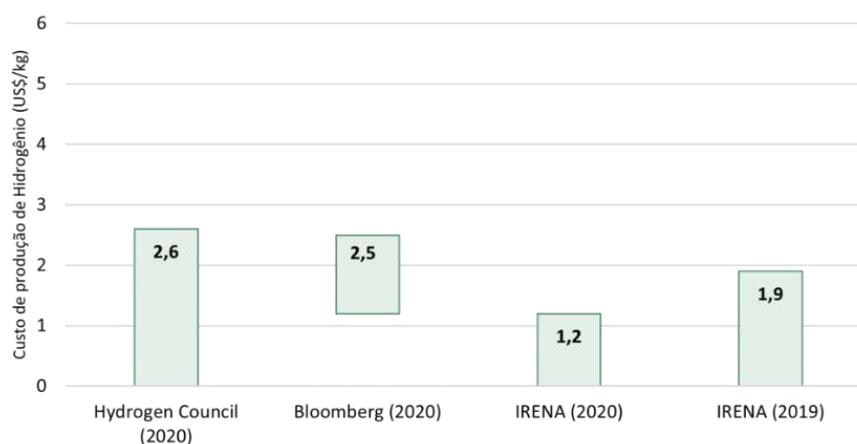
Figura 17 - Estimativas de redução no custo do hidrogênio verde



Fonte: Gas Energy (2021).

Apesar das projeções otimistas em relação a redução de custos do hidrogênio verde, tendo em vista o ganho de escala na produção de eletrolisadores e o barateamento das energias renováveis, ainda há certa incerteza na velocidade em que isso ocorrerá. A Figura 18 apresenta diferentes fontes de projeções, evidenciando as variações no custo estimado de produção do hidrogênio verde em 2030.

Figura 18 - Comparação dos preços de hidrogênio verde em 2030



Fonte: Gas Energy (2021).

### 2.5.2 Fonte de energia

Para a produção de hidrogênio a partir da eletrólise, dois insumos são necessários, a água e a eletricidade. Este último, como característica da produção do hidrogênio verde, deve ser oriundo de fontes renováveis como a hidrelétrica, solar ou eólica. Nesse sentido, a escolha da fonte influencia não só no custo final do hidrogênio, mas também no impacto ambiental gerado.

O processo de produção por energia renováveis pode ser descrito em três etapas:

- 1) Obtenção da energia elétrica;
- 2) Adaptação e compatibilidade da corrente elétrica para o eletrolisador;
- 3) Produção de Hidrogênio.

Em relação à primeira etapa, a energia requerida pode ser fornecida por duas formas (KELMAN et al., 2020):

- 1) Produção e desenvolvimento de projetos de plantas eólicas ou solares acopladas na planta de H<sub>2</sub>;
- 2) Compra de eletricidade diretamente com produtor da energia renovável, sendo possível mesmo quando a demanda está fisicamente distante da oferta de energia.

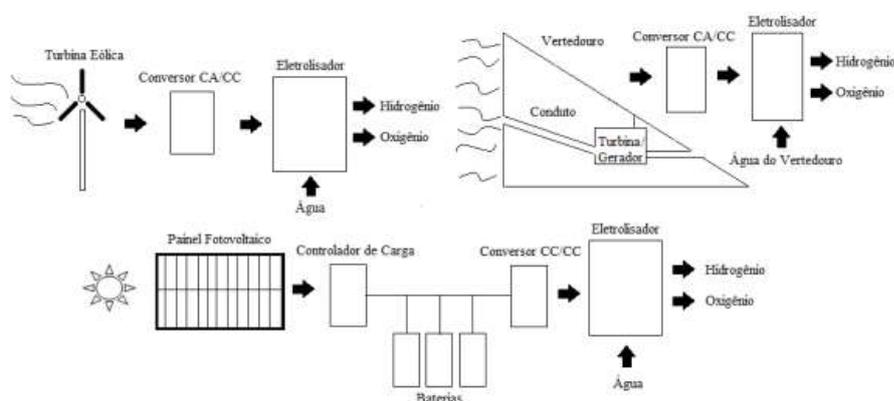
No Brasil, segundo a regulamentação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o setor elétrico é composto por dois sistemas de venda de energia, o primeiro diz respeito ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) em que o consumidor deve comprar energia diretamente da concessionária local, não havendo possibilidade da escolha desta

energia. Já o segundo, é o Ambiente de Contratação Livre (ACL) em que é possível negociar livremente com qualquer fornecedor, caso que se enquadra ao segundo cenário da obtenção de energia para produção de H<sub>2</sub>. A compra de energia pelo mercado livre é feita por meio de leilões de energia elétrica (MACEDO; PEYERL, 2022).

Segundo leilões A-4 e A-6 de 2022, o preço médio negociado para venda de energia eólica foi de R\$ 98 por MWh, de energia solar foi R\$ 145 por MWh e de energia proveniente de hidrelétricas foi de R\$ 219 por MWh (CESA/UFRJ, [s.d.]).

Após a negociação e definição da fonte de energia, é necessário realizar algumas adaptações na corrente para que esta fique compatível com o exigido pelos eletrolisadores, já que estes operam em corrente contínua (DC). Dessa forma, como as fontes eólicas e hidrelétricas produzem correntes do tipo alternada (AC), para que não haja alteração na produção de hidrogênio quando há mudança no sinal da corrente, é necessário acoplar um conversor de corrente AC/DC como ilustrado na Figura 19.

Figura 19 - Diagrama esquemático da produção de hidrogênio eletrolítico



Fonte: VIOLA, 2015

Para o caso da energia solar, é necessário um controlador de carga para coordenar o carregamento e o descarregamento do banco de baterias dos painéis solares e um sistema que compatibiliza a tensão de saída do sistema fotovoltaico com o do eletrolisador (VIOLA, 2015).

Segundo relatório “*Hydrogen’s Decarbonization Impact for Industry*” do *Rocky Mountain Institute*, para produção de 1 kg de H<sub>2</sub> via eletrólise é necessário de 50 a 55 kWh de eletricidade. Esse consumo, por sua vez, leva a emissões indiretas de CO<sub>2</sub> mesmo quando a

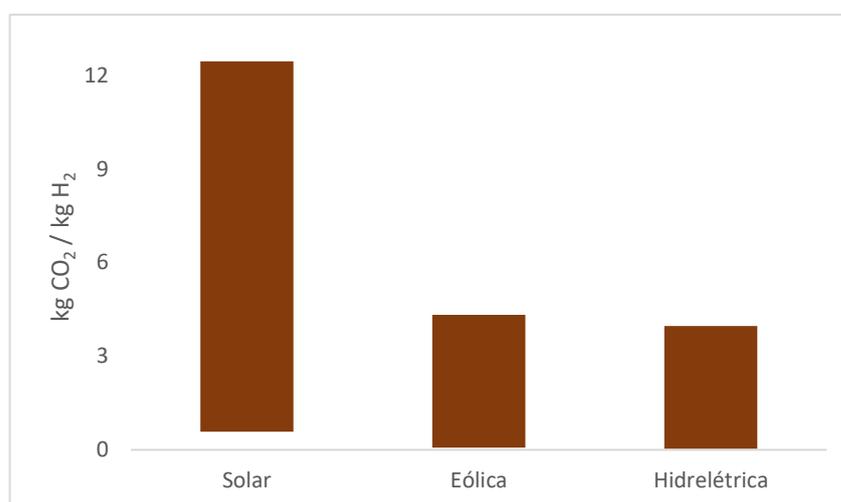
fonte de energia é renovável. Dessa forma, a magnitude dessas emissões varia de acordo com a fonte de eletricidade utilizada (Rocky Mountain Institute, 2020).

De acordo com dados do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2021), laboratório do Departamento de Eficiência Energética e Energia Renováveis dos EUA, as emissões de CO<sub>2</sub> por kWh consumido são:

- Solar: 11-226 g CO<sub>2</sub> / kWh
- Eólica: 1,3 - 81 g CO<sub>2</sub> / kWh
- Hidrelétrica: 0,57 – 75 g CO<sub>2</sub> / kWh

Sendo assim, com base no consumo de eletricidade na eletrólise determinado pelo *Rocky Mountain Institute* (2020) a emissão CO<sub>2</sub> por cada kg de H<sub>2</sub> produzido é dada pela Figura 20.

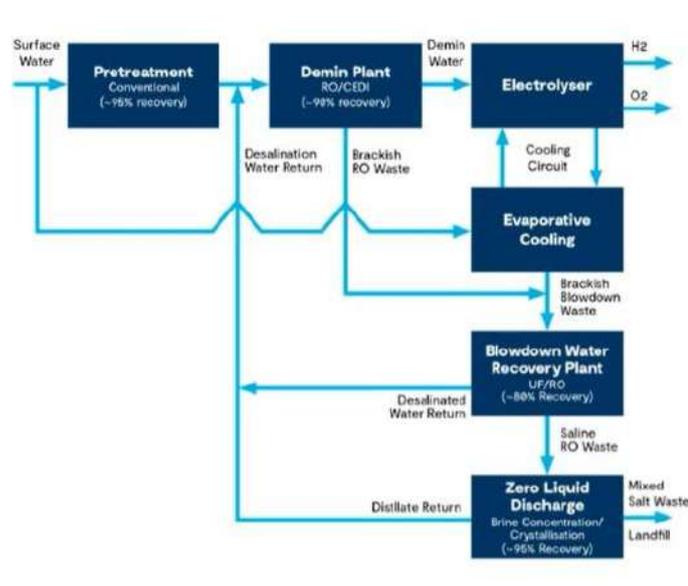
Figura 20 - Emissão de CO<sub>2</sub> por fonte de energia (kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>)



Fonte: Elaboração própria a partir de Rocky Mountain Institute, 2020

### 2.5.3 Demanda de água para H<sub>2</sub> verde

A água é elemento indispensável para a produção de hidrogênio verde. Este elemento é utilizado não só no processo de eletrólise, mas também para resfriamento do sistema. Assim como observado na Figura 21, a água passa por um processo de tratamento para ser utilizada no eletrolisador e em sistemas de resfriamento do equipamento, além disso, em todo o processo pode haver o reciclo da água.

Figura 21 - Etapas de uso da água no processo de produção de H<sub>2</sub>

Fonte: GHD (2023)

A qualidade da água de alimentação é um dos parâmetros que influenciam na eletrólise. Nesse sentido, a fonte da água utilizada influencia diretamente nos pré-tratamentos requeridos e conseqüentemente na demanda de água, no investimento inicial e no consumo de energia. A água pode ser tanto oriunda de águas de superfície, que possuem a vantagem de possuir níveis baixos de sólidos solúveis totais, e do mar, que possui alto grau de salinidade. Dessa forma, o pré-tratamento escolhido dependerá da fonte de água escolhida e conseqüentemente influenciará nos resíduos produzidos (GHD, 2023).

Os reservatórios de água doce, que necessita de menos processos de pré-tratamento, representam menos de 1% da água do planeta, sendo já escassa para utilização pela sociedade. Em contrapartida, aproximadamente 99% da água na Terra encontra-se nos oceanos e mares. Apesar de apresentar altos níveis de salinidade, pode ser purificada através de processos de dessalinização antes de ser utilizada como matéria-prima para a eletrólise (BESWICK; OLIVEIRA; YAN, 2021).

Nesse sentido, a utilização de água do mar é atrativa pois, além de existir uma oferta abundante, os processos de dessalinização são maduros e os resíduos gerados por eles podem ser devolvidos ao mar (BRANNOCK; DAGG; BROWN, 2023). A principal tecnologia de dessalinização atualmente é a osmose reversa (SWRO – *Seawater Reverse Osmosis*) que utiliza a pressão aplicada em uma membrana semipermeável para retirar os íons presentes na água.

(BESWICK; OLIVEIRA; YAN, 2021). O nível de pureza da água necessário varia de acordo com as especificações do eletrolisador (De Pinho, 2017).

O sistema de dessalinização da água do mar por osmose é ilustrado na Figura 22, que apresenta o sistema de pré-tratamento, processo realizado anteriormente às membranas, com o objetivo de realizar uma filtração e remoção de partículas sólidas presentes na água do mar.

Figura 22 - Etapas dessalinização de água do mar por osmose reversa



Fonte: (RODRIGUES; SANTANA, 2019)

A tecnologia de osmose reversa consome menos energia que outros métodos de dessalinização, como a destilação. Em geral, este processo demanda 3,5 a 5 kWh de energia por metro cúbico de água dessalinizada produzida (BESWICK; OLIVEIRA; YAN, 2021).

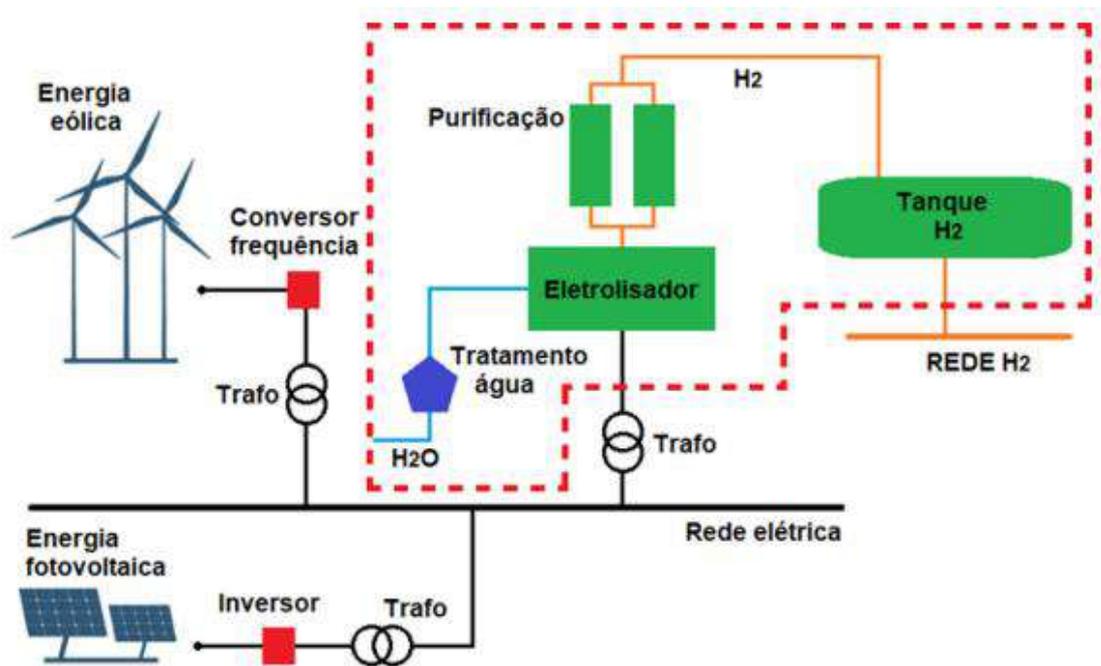
Para a produção de hidrogênio verde via eletrólise da água do mar, é necessário integrar uma unidade de dessalinização à planta de produção de H<sub>2</sub>. Dessa forma, os principais componentes do investimento de instalações de SWRO são o pré-tratamento, a unidade de osmose reversa e gestão do resíduo gerado (CALDERA; BREYER, 2017).

Em relação a demanda de água requerida para o processo de H<sub>2</sub> verde, baseado na estequiometria de oxi-redução para cada kg de H<sub>2</sub> produzido, 9kg de água devem ser consumidos (BESWICK; OLIVEIRA; YAN, 2021). No entanto, sabe-se que a eficiência do eletrolisador não é 100% e que a água é utilizada para outras finalidades, como resfriamento. Nesse sentido, segundo a literatura, estima-se que a demanda por kg de H<sub>2</sub> é de 60 a 95 kg de água, englobando tanto o consumo nas reações e processos de desmineralização e resfriamento dos eletrolisadores. Contudo, a maior parte desta água adicional é devolvida ao meio ambiente. Na prática, a quantidade de água efetivamente consumida é de aproximadamente 15 kg por kg de hidrogênio produzido (WOODS; BUSTAMANTE; AGUEY-ZINSOU, 2022).

### 2.5.4 Eletrólise da Água

O processo de eletrólise consiste em sistemas químicos cujas reações são desencadeadas por aplicação de força eletromotriz. Essa força é gerada por uma fonte de tensão externa ao sistema, fornecida por meio de eletrodos. As etapas do processo de produção de hidrogênio verde, conforme a Figura 23, serão detalhadas neste tópico.

Figura 23 - Arranjo técnico geral para a produção de H<sub>2</sub> verde



Fonte: COGNITIO CONSULTORIA, 2023

O processo de eletrólise consiste na quebra da molécula de água em hidrogênio e oxigênio, fazendo uso de energia elétrica para que ocorra a reação global de oxidação-redução, ilustrada pela equação 9. A corrente elétrica é aplicada a um circuito de corrente contínua contendo um catodo, eletrodo em que ocorrerá a redução, e um anodo, onde ocorrerá a oxidação. Os eletrodos compartilham um meio condutor de íons, denominado eletrólito.



O principal equipamento para a produção de hidrogênio verde é o eletrolisador, no qual ocorrerá o processo de eletrólise da água. Segundo a IEA (2021), há quatro principais tipos de eletrolisadores, sendo eles:

- Alcalino (Alkaline ou ALK)
- PEM (Proton Exchange Membrane)

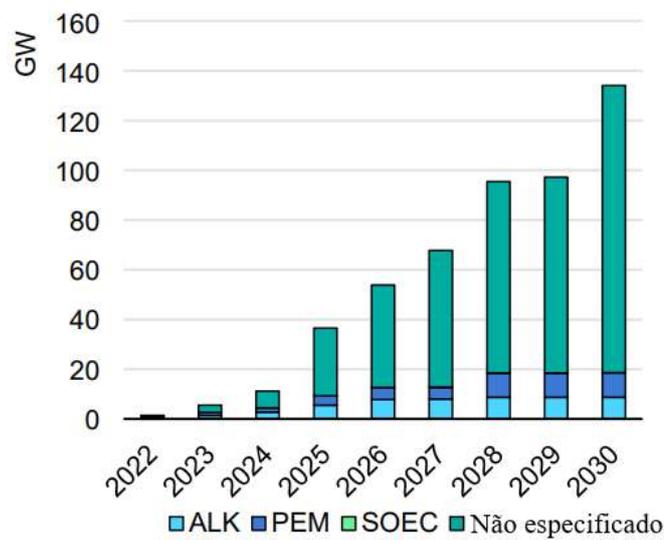
- AEMs (Anion Exchange Membrane)
- SOECs (Solid Oxide Electrolysis Cells)

O tipo de eletrolisador define as reações intermediárias de oxidação e redução, o eletrólito e se a água entra pelo catodo ou anodo, além das condições de temperatura em que o processo de eletrólise acontecerá.

Tanto o eletrolisador do tipo alcalino quanto o PEM são tecnologias maduras e já com aplicação comercial, ao contrário do AEMs e SOECs que ainda se encontram em fase de pesquisa e utilização em escala de laboratório.

Segundo a base de dados de projetos de hidrogênio da IEA (IEA, 2022), a eletrólise alcalina permanecerá com representatividade de 60% da capacidade instalada nos próximos cinco anos, mas com tendência de queda. Como mostra a Figura 24, para 2030 é esperado um cenário igualmente equilibrado entre eletrolisadores do tipo ALK e PEM, considerando projetos cuja informação da tecnologia está disponível.

Figura 24 - Capacidade total (GW) por tipo de tecnologia



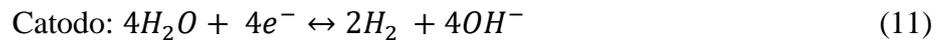
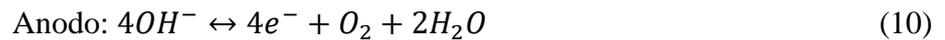
Fonte: IEA (2022)

#### 2.5.4.1 Eletrólise Alcalina (ALK)

Trata-se da tecnologia que utiliza solução aquosa alcalina a temperatura ambiente para imersão dos eletrodos, sendo a tecnologia mais madura e apresentando TRL 9 (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI, 2022).

Essa tecnologia é aplicada desde 1920, sendo, portanto, uma tecnologia consolidada e com cadeia de suprimentos bem estabelecida. Suas principais vantagens são o baixo custo e longa vida operacional, com eletrolisadores conhecidos por sua boa durabilidade (AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022).

A solução eletrolítica mais utilizada na eletrólise alcalina é o hidróxido de potássio (KOH), e as equações das reações do anodo (10) e do catodo (11) são expressas abaixo (COGNITIO CONSULTORIA, 2023).



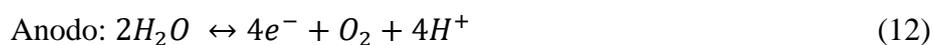
Como desvantagens, os eletrolisadores ALK requerem operação contínua para evitar danos à pilha e manutenção complexa do fluído alcalino, o que pode se tornar uma limitação ao integrar o processo a fontes de energias renováveis intermitentes, como no caso de solar e eólica. Para contornar esse problema, há soluções de armazenamento ou implantação de sistemas de gerenciamento de energia.

O meio altamente alcalino também pode apresentar desafios de corrosão, sendo importante a seleção adequada de materiais e o cuidado com manutenção. Em termos de eficiência, a eletrólise alcalina não é a mais vantajosa, apresentando taxas em torno de 62-82% (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI, 2022).

#### 2.5.4.2 Eletrólise em membranas de troca de prótons (PEM)

A tecnologia de membrana trocadora de prótons é mais recente e consiste na utilização de um eletrólito de polímero sólido para a passagem do fluxo de íons de hidrogênio. Uma grande vantagem dessa tecnologia é a rápida resposta às flutuações de corrente, além de também apresentar nível de maturidade TRL 9 (CNI, 2022). Quando comparado ao eletrolisador alcalino, o PEM se torna mais atrativo para áreas industriais ou urbanas densamente povoadas, por demandar menor área (IEA, 2021).

A eficiência da eletrólise PEM está na faixa de 67-82% (CNI, 2022) e as equações das reações estão representadas abaixo:



Apesar de ser um tipo de eletrolisador bem popular, representando 31% de capacidade instalada de tecnologias de eletrolisadores em 2020 (IEA, 2021), apresentam como desvantagem o custo mais elevado, principalmente devido à utilização de metais nobres como catalisadores (IBERDROLA, 2023).

Os materiais utilizados que elevam o custo do PEM são os catalisadores de platina e irídio, placas de titânio e os materiais de membrana. O investimento total fica em torno de US\$ 1.750/kW, cerca de 40% mais elevado que o sistema de eletrólise alcalina (IEA, 2021).

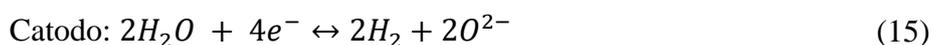
#### 2.5.4.3 Membranas trocadoras de ânions (AEMs)

A tecnologia de membranas trocadoras de ânions está em desenvolvimento, com estágio de maturidade TRL 4-5 (IEA, 2021). Consiste em uma variante da PEM, sem requerer catalisadores com metais nobres, utilizando um catalisador de metal de transição ( $\text{CeO}_2\text{-La}_2\text{O}$ ) e sua principal vantagem é que a própria membrana de troca de ânions atua como eletrólito sólido, evitando efeitos corrosivos. As reações no anodo e catodo são as mesmas apresentadas na eletrólise alcalina.

#### 2.5.4.4 Eletrólise com óxidos sólidos (SOECs)

É uma tecnologia ainda em fase de desenvolvimento para aplicação em grande escala, apresentando TRL 6-7 (IEA, 2021). A principal diferença desse tipo de eletrolisador é a utilização de vapor no lugar da água, sendo um processo operado a altas temperaturas (entre 700°C e 900°C). Além disso, tem um menor custo de material devido à utilização de cerâmica como eletrólito.

A eficiência da eletrólise PEM está na faixa de 81-86% (CNI, 2022) e equações das reações estão representadas abaixo:



#### 2.5.4.5 Comparativo eletrolisadores

A Tabela 3 compara as duas tecnologias maduras de eletrolisador, alcalina e PEM. Como o presente estudo foca em verificar a viabilidade de uma planta atualmente, tecnologias ainda em desenvolvimento estão excluídas para consideração no estudo, sendo o foco a comparação entre eletrolisador alcalino (ALK) e PEM.

Assim, nota-se que o eletrolisador do tipo PEM apresenta um investimento significativamente maior. Além disso, seu tempo de resposta é menor quando comparado com o ALK, porém com uma vida útil menor.

Tabela 3 - Principais características das tecnologias ALK e PEM de eletrolisadores

<b>Tipo de Tecnologia</b>	<b>Alcalina</b>	<b>PEM</b>
Eletrólito	20 – 40 % KOH	Água líquida
Temperatura de operação (°C)	60-90	50-80
Pressão de operação (bar)	10-30	20-50
Consumo específico do sistema completo (kWh <sub>el</sub> .Nm <sup>3</sup> de H <sub>2</sub> )	5-5,9	5-6,5
Pureza do gás	>99,5/>99,95	99,99
Tempo de resposta	Segundos	Milissegundos
Duração de partido a frio (min)	<60/<1 – 50%	<20
Vida útil (h)	60.000-90.000	20.000-60.000
Custo de capital (€/kW)	800 – 1.500	1.400-2.100

Fonte: (CNI, 2022)

### 2.5.5 Armazenamento e Transporte

Apesar da vantagem de grande densidade energética por massa da molécula de hidrogênio, há um grande desafio relacionado à sua densidade energética por volume. Por ser uma molécula pequena, há maior pressurização do sistema para armazenar maior quantidade de energia em determinado volume. Assim, para armazenar hidrogênio gasoso é necessário investimento em materiais mais resistentes à pressão exercida, elevando seu custo de armazenamento e transporte.

O hidrogênio comprimido pode ser armazenado acima ou abaixo do solo, sendo a primeira opção significativamente mais cara em escalas maiores. As cavidades salinas são o método mais adequado de armazenamento subterrâneo, devido ao baixo custo de construção, baixas taxas de vazamento e taxas rápidas de retirada e injeção, com baixos requisitos de gás de amortecimento. No entanto, essa é uma alternativa que exige o cumprimento de alguns requisitos geológicos, não podendo ser aplicada em qualquer local (ANDERSSON; GRÖNKVIST, 2019).

As soluções de armazenamento em recipientes metálicos são comumente utilizadas para o gás natural, seja por detentores de gás (pressões ligeiramente acima da atmosférica), por vasos de pressão esféricos (pressões máximas de 20 bar) ou por tubos (pressões máximas de 100 bar). O armazenamento em tubos permite maior compactação, apresentando-se como uma solução promissora para o armazenamento de hidrogênio em larga escala. O comprimento do gasoduto pode ter quilômetros de extensão, e geralmente fica alguns metros abaixo do nível da superfície. Considerando a pressão de 100 bar e o diâmetro de 1,4 metros, referências das tubulações de gás natural, seria possível armazenar cerca de 12 toneladas de hidrogênio por quilômetro de gasoduto (ANDERSSON; GRÖNKVIST, 2019). No entanto, a construção de gasodutos para hidrogênio exige aumento de margem de segurança, devido a ação negativa do hidrogênio nas propriedades mecânicas do aço.

Para transportes a longas distâncias, ou seja, com rotas intercontinentais por navios, torna-se inviável o transporte de hidrogênio gasoso. Assim, uma alternativa é a liquefação do hidrogênio, possibilitando seu transporte no estado líquido. No entanto, a liquefação do hidrogênio ocorre à  $-253^{\circ}\text{C}$  (LOPES BORGES; MACH QUEIROZ; PELLEGRINI PESSOA, [s.d.]), fazendo com que haja perda energética devido a grande quantidade de energia demandada. Além disso, pode haver perda de hidrogênio liquefeito para a fase gasosa, conhecida como “*boil-off*”.

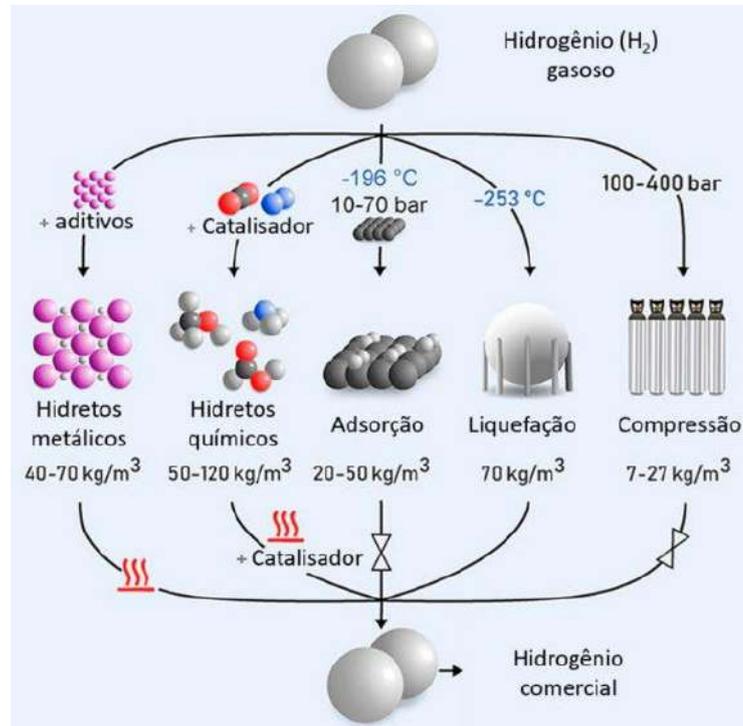
Visando a diminuição da taxa de *boil-off*, procura-se minimizar a relação superfície/volume dos tanques, tornando-os esféricos, além de minimizar a transferência de calor pelas paredes através de isolamento, como paredes duplas com vácuo aplicado no meio. Assim, é possível conseguir taxas de *boil-off* abaixo de 0,1% por dia em tanques esféricos maiores (ANDERSSON; GRÖNKVIST, 2019).

A capacidade global instalada de liquefação de hidrogênio é de aproximadamente 355 toneladas por dia, sendo um processo razoavelmente estabelecido. Atualmente, a maior planta em operação tem capacidade de liquefazer 34 toneladas de hidrogênio por dia, enquanto a grande maioria das plantas apresenta capacidade de 1 a 10 toneladas de hidrogênio por dia. No que diz respeito à demanda de energia, são estimados valores de 10kWh/kg, podendo chegar a 6kWh/kg com premissas de melhorias de processos (ANDERSSON; GRÖNKVIST, 2019).

Além da compressão e liquefação do hidrogênio puro, alternativas surgem para viabilizar seu transporte e armazenamento, como a adsorção e a combinação do hidrogênio com hidretos metálicos ou químicos, conforme ilustrado na Figura 25. No entanto, a armazenagem

na forma gasosa ou líquida são as únicas aplicadas em escalas mais significativas. (GASENERGY, 2021)

Figura 25 - Métodos de armazenamento e transporte para obtenção de hidrogênio comercial



Fonte: Gas Energy, 2021

### 3 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia empregada na pesquisa e no cálculo dos parâmetros que serão utilizados no Capítulo 4. Dessa forma, este capítulo aborda tanto as fontes das informações quanto como foram utilizadas no contexto do projeto que será simulado neste estudo, visando analisar a viabilidade econômica de uma planta de hidrogênio verde no Brasil.

O presente capítulo se desdobra em quatro seções: definições da planta, estimativa de investimento, estimativa de custos e viabilidade econômica e financeira. Na primeira seção são levantados os critérios de escolha da localização da planta, sua capacidade e demanda de H<sub>2</sub> a ser atendida. Na segunda, abordam-se questões relacionadas à estimativa de investimento, como capital, fatores de escala, atualização no tempo e nacionalização. A terceira seção trata dos custos variáveis e fixos, enquanto o quarto e último tópico explora conceitos como ponto de equilíbrio operacional, análise de fluxo de caixa descontado, taxa mínima de atratividade (TMA), taxa interna de retorno (TIR), período de recuperação do investimento (*Payback*) e sugestões de variáveis para análise de sensibilidade.

Além dos tópicos descritos, é apresentada a forma de cálculo do custo nivelado de hidrogênio, que é um parâmetro de comparação entre diferentes rotas de produção de hidrogênio.

#### 3.1 DEFINIÇÕES DA PLANTA

##### 3.1.1 Localização

A escolha do local foi realizada considerando três questões. A primeira diz respeito à necessidade de escolher um local na costa por conta do processo de dessalinização, já o segundo fator de escolha trata-se do grande potencial de energia renovável da região. Por último, optou-se por uma região com polo industrial desenvolvido, tanto por conta de sinergias de infraestruturas já presentes, quanto para aproveitamento do H<sub>2</sub> gerado nas indústrias do local.

Sendo assim, o local da planta que serve de base para as análises deste estudo é o Nordeste do país, mais precisamente o estado da Bahia, na região do polo industrial de Camaçari. Tal local já foi escolha da multinacional brasileira Unigel, que anunciou a construção de uma planta de H<sub>2</sub> verde até 2027, com capacidade instalada de produção anual de 100 mil toneladas deste produto (BADRA, 2023).

O Nordeste brasileiro possui um grande protagonismo na geração de energia renovável para o país por conta de sua posição estratégica com bons ventos, abundância de sol e uma extensa região costeira (LISBOA, 2022).

Segundo Gomes De Azevedo et al. (2022), grande parte das áreas de maior irradiação solar está concentrada na região Nordeste, havendo destaque para o estado da Bahia. Além disso, o potencial eólico da Bahia foi registrado por um estudo em parceria entre COELBA e ANEEL, apresentando-se na ordem de 14.5 GW e 31.9 TWh/ano (COELBA, [s.d.]).

A Bahia já é um destaque na capacidade instalada de energia solar e eólica, sendo o estado com maior capacidade, 10,1 GW, conforme Figura 26. Segundo a ANEEL (2023), o número de empreendimentos eólicos em operação na Bahia é 292, com capacidade de 8,1 GW. Já as usinas solares somam 71 em operação, totalizando uma capacidade instalada de 2,1 GW.

Figura 26 - Capacidade Instalada por Estado (geração energia eólica e solar)



Fonte: ANEEL, 2023

Outro fator determinante para escolha do local foi o aproveitamento de possíveis infraestruturas e sinergias com outras indústrias do entorno. Desta forma, foi selecionado o Polo Industrial de Camaçari, maior complexo industrial integrado do Hemisfério Sul que abriga mais de 90 empresas em setores que incluem química, petroquímica, indústrias de pneus, celulose solúvel, metalurgia de cobre, têxtil, fertilizantes, energia eólica, farmacêutico, bebidas e serviços.

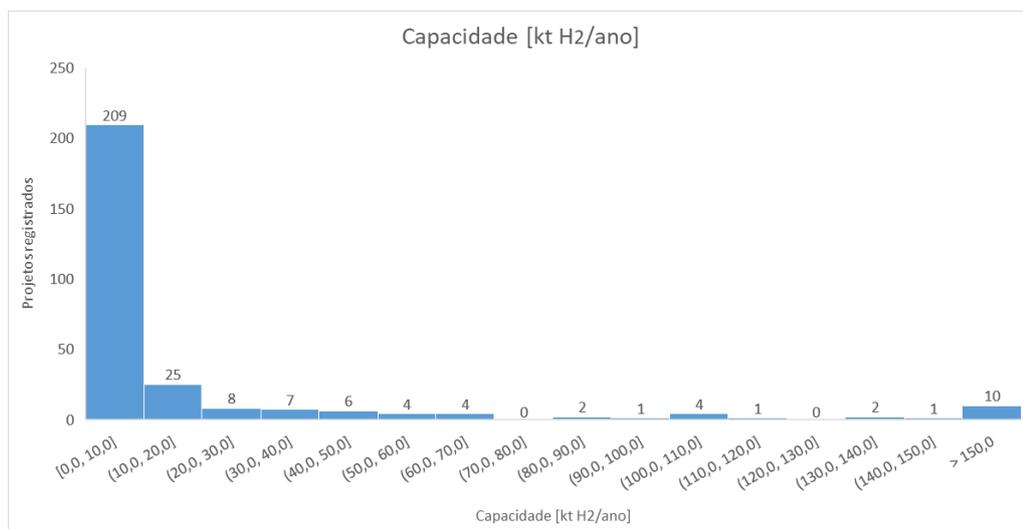
Além disso, o Polo Petroquímico de Camaçari é responsável por boa parte da produção de ureia do Nordeste brasileiro, que utiliza H<sub>2</sub> em sua cadeia de produção, sendo, portanto, um potencial destino para o hidrogênio produzido na planta foco deste estudo.

### 3.1.2 Capacidade instalada e de produção

A capacidade da planta para este estudo foi selecionada com base no registro de projetos de hidrogênio verde do banco de dados da IEA (2023). Dessa forma, foi analisado o banco de dados e a tendência de capacidade com maior frequência. Para isso, foram filtradas as plantas com a tecnologia ALK ou PEM, já que são os eletrolisadores mais desenvolvidos e usados na indústria atualmente. Além disso, foram filtradas as plantas que utilizam somente energia renovável como fonte, dado que este é o foco do presente trabalho.

Pode-se observar, pela Figura 27, que a maioria das plantas possui capacidade de até 10 mil toneladas de H<sub>2</sub> por ano. Sendo assim, foi determinada a capacidade instalada de 10 mil toneladas de H<sub>2</sub>/ano para o estudo de viabilidade econômica e financeira.

Figura 27 - Quantidade de projetos vs. capacidade da planta - base de dados da IEA



Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2023)

Além da base de dados da IEA (2023), a decisão foi também pautada no projeto anunciado pela Unigel que tem como plano a construção de uma planta de hidrogênio verde no Polo Petroquímico de Camaçari, local selecionado para este estudo. Apesar de anunciarem o projeto de uma planta com capacidade total de 240 mil toneladas H<sub>2</sub>/ano, esta será realizada em fases, sendo a primeira a construção de uma planta com capacidade para 10 mil toneladas H<sub>2</sub>/ano (EPBR, 2023b).

A produção da planta de hidrogênio é impactada não só por sua capacidade instalada, mas também pela capacidade da fonte de eletricidade usada. Isso se deve ao fato de as fontes renováveis serem intermitentes, ou seja, não são geradas ao longo do dia todo. Além disso,

ainda é complexo e oneroso o armazenamento desse tipo de energia, não sendo viável garantir que a planta de hidrogênio receba de forma contínua energia oriunda dessas fontes. Por isso, a capacidade total da planta ( $CF_{total}$ ) se dá pela seguinte equação (161):

$$CF_{total} = CF_{eletricidade} \times \text{Dias disponíveis da planta} \quad (16)$$

Ou seja, a capacidade total da planta é função da capacidade da fonte de eletricidade, bem como dos dias que a planta opera, assumindo que a planta pode parar sua operação por completo para manutenção.

A capacidade da fonte de eletricidade, por sua vez, depende do mix de energia escolhido para a planta, sendo o máximo de 100% quando usa energia proveniente do grid. Já para fontes eólica e solar esta capacidade não chega aos 50% por conta de seu caráter de intermitência. Segundo estudo de Speprlorzi (2022), a capacidade da eletricidade de uma planta alimentada exclusivamente por energia eólica é de 54%. Já o estudo para uma planta de hidrogênio na Argentina proposto por Correa et al. (2022) indica a capacidade de 50% para fontes eólicas. Além disso, o estudo realizado por Vickers et al. (2000) para o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), relata que as capacidades de fontes solares variam de 32 a 35% enquanto as eólicas de 38% a 52%.

Como o presente trabalho propõe a operação de uma planta totalmente alimentada por energia renovável, foi definida com base nos estudos supracitados uma capacidade de 50% da eletricidade utilizada, que será oriunda de fontes eólicas dada sua maior capacidade de produção. Além disso, o número de dias disponíveis para operação da planta foi determinado em linha com o estudo de Speprlorzi (2022), ou seja, 10 dias sem operação, resultando em 97% dos dias do ano operando. Nesse sentido, a capacidade de produção total da planta, conforme equação 16, é de 49% da capacidade instalada, ou seja, apesar de a planta de  $H_2$  ter capacidade instalada de 10 mil toneladas de  $H_2$  por ano, esta produzirá aproximadamente 5 mil toneladas de  $H_2$  por ano.

### 3.2 ESTIMATIVA DO INVESTIMENTO

Para construir uma planta industrial, é necessário o aporte inicial de uma quantia significativa de capital com expectativas de ganhos futuros, gastos estes denominado de Investimento.

O investimento pode ser dividido em investimento fixo e capital de giro. O primeiro engloba todos os recursos destinados para o projeto e construção da planta industrial, sendo a compra de equipamentos, obras e instalação alguns exemplos. Já o segundo representa o

montante de recursos financeiros reservados para manter as operações da planta de maneira contínua e ininterrupta.

O investimento fixo, por sua vez, pode ainda ser dividido em investimento fixo direto e indireto. O direto é definido como sendo o gasto para adquirir e instalar os equipamentos do processo, juntamente com todos os auxiliares necessários para a operação completa. O investimento fixo indireto engloba as despesas gerais de construção (despesas de escritório, engenharia, contingências etc.) e todos os componentes da planta, como terreno, armazéns, laboratórios e instalações de transporte, que não estão diretamente relacionados com a operação do processo (PETERS; TIMMERHAUS; WEST, 2003).

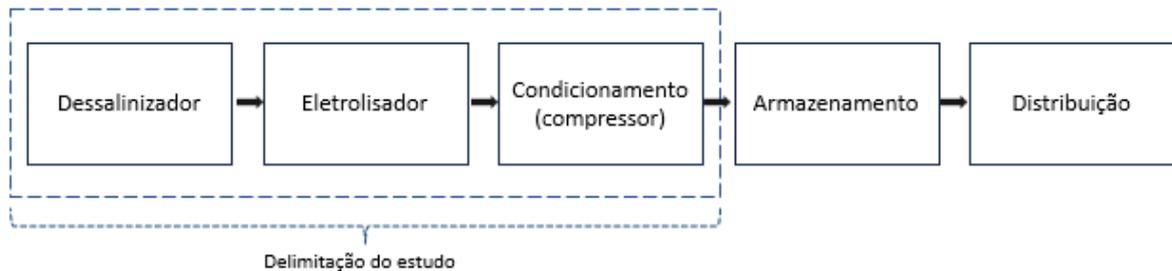
### **3.2.1 Investimentos Fixos Diretos**

Os investimentos fixos diretos correspondem àqueles que estão diretamente ligados à implantação do processo industrial. Este pode ser dividido em investimentos da rota direta da produção do produto de interesse, denominado ISBL (*Inside Battery limits*), e OSBL (*Outside battery limits*) que se refere aos processos auxiliares.

Segundo Towler; Sinnott (2013), o investimento em ISBL abrange os custos de compra e frete dos equipamentos da rota principal da planta, bem como sua instalação.

Primeiramente, para a definição do investimento fixo direto, é necessário ter bem delimitado os equipamentos que irão compor a planta, para assim ter as definições sobre a rota principal e as rotas acessórias a esta. Para delimitação da rota principal da planta de hidrogênio verde estudada, são contempladas as etapas principais até a eletrólise e compressão do gás, sendo excluídas as etapas de armazenamento e transporte. Dessa forma, assim como ilustrado na Figura 28, a rota principal a ser considerada no ISBL para a planta em questão consiste em três equipamentos: dessalinizador, eletrolisador e compressor. O projeto não abrange a usina de geração de energia renovável pois estima-se que a energia será adquirida de usinas já existentes por meio de contratos do Mercado Livre de Energia, em que pode haver contratos diretos de fornecimento de energia com o gerador.

Figura 28 - Delimitação do estudo



Fonte: Elaboração própria

Tal limite foi adotado pois estima-se que, como a planta estará localizada em um polo industrial rodeada de indústrias que usam o  $H_2$  para sua produção, este pode ser comprimido e distribuído diretamente para as fábricas no entorno, sem haver necessidade de armazenamento ou transporte complexo.

O investimento da rota principal pode ser estimado por meio de consultas diretas com o fornecedor dos equipamentos ou utilizando premissas já consideradas em estudos econômicos sobre a produção por rota semelhante. Nesse sentido, foi utilizado o último método para determinação de todos os investimentos fixos diretos, buscando-se, portanto, parâmetros na literatura expressos em  $\$/kW$  da capacidade instalada ou em  $\$/m^3/dia$  para o caso do dessalinizador.

Dessa forma, para estimar o investimento relacionado ao dessalinizador foram utilizados dados do estudo proposto por Speprlorzi (2022) que define que este equipamento demanda um investimento de R\$ 8.551,00/ $m^3/dia$ . Já para o investimento com o eletrolisador, foi utilizada a relação proposta por Squadrito, Nicita e Maggio (2021), que propõem uma equação que define o investimento do eletrolisador em função de sua capacidade total, sendo mais bem abordado no tópico 3.2.3. Por fim, para estimar o investimento com o compressor, usou-se como referência o relatório de Tractebel, Hinicio e Hinicio Engie (2017), que informa que um compressor de 30 a 200 bar custa € 33.373.000. Tal especificação do compressor foi selecionada pois 30 bar é a pressão de saída do eletrolisador e 200 bar é a pressão utilizada nas plantas de amônia, potencial planta consumidora de  $H_2$ .

Além de toda a estimativa do ISBL, é necessário considerar o custo com os equipamentos adjacentes à rota principal, ou seja, com o OSBL. Este tipo de investimento inclui, segundo Towler e Sinnott (2013), equipamentos e instalações auxiliares, como as de

geração e distribuição de utilidades, tancagem e estocagem de matérias primas, tratamento de efluentes e outras instalações complementares.

No estudo em questão estima-se que somente a unidade do dessalinizador terá necessidade de processos adjacentes como suporte, relacionado ao destino da salmoura residual do processo de dessalinização.

É comum que as indústrias de dessalinização retornem seu resíduo para o mar. Esse processo, além de demandar um sistema de bombeamento, necessita de certo controle para minimizar danos aos ecossistemas marinhos, por se tratar de uma salmoura altamente concentrada. Há também estudos que sugerem o aproveitamento deste resíduo para a obtenção de produtos químicos, como o hidróxido de sódio, que pode ser aproveitado no próprio processo de dessalinização, tornando-o mais eficiente (MIT, 2019).

Como o objetivo deste estudo é a análise da planta de produção de hidrogênio verde, o processo de tratamento e destino adequado da salmoura será considerado como OSBL, ou seja, um investimento que apesar de ser necessário ao projeto, está na adjacência da rota principal.

Quando não há muitas informações disponíveis sobre os valores relacionados ao OSBL, é possível estimá-lo segundo regras empíricas estabelecidas para a indústria química. Assim, para dimensionar os investimentos necessários neste processo de tratamento, será utilizada a estimativa sugerida por Chauvel e Lefebvre (2001) a partir do ISBL da planta, conforme a equação 17 abaixo.

$$\text{OSBL} = 0,4 * \text{ISBL} \quad (17)$$

### **3.2.2 Investimentos Fixos Indiretos e Capital de Giro**

#### **3.2.2.1 Investimento Fixo Indireto**

Os investimentos fixos indiretos são aqueles necessários para a construção da planta, porém que não estão diretamente relacionados ao processo produtivo. Nesse sentido, podem incluir investimento com terrenos, construção civil, engenharia, taxas, contingências e gastos com o time do projeto, dentre outros (PETERS; TIMMERHAUS; WEST, 2003).

Para estimar tais investimentos, há relações e premissas na literatura relacionada à indústria química, como o proposto por Chauvel e Lefebvre (1989) que estima alguns componentes de investimento como uma relação direta ou indireta do ISBL, conforme apresentado Figura 29.

Figura 29 - Estimativas de investimento a partir de ISBL e OSB

Componente	Relação
ISBL	$I_1$
OSBL	$I_2$
Total das unidades industriais	$I_1 + I_2$
Engenharia	$I_3 = 0,12 * (I_1 + I_2)$
Contingência	$I_4$
Custos de tecnologia	$I_5 = 0,1 * (I_1 + I_2)$
Investimento na fábrica	$I_f = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5$
Carga inicial	$I_6$
Custos de partida	$I_7$
Investimento fixo	$IF = I_5 + I_6 + I_7$
Capital de giro	$CG = 0,05 * IF$

Fonte: CHAUVEL; LEFEBVRE (2001)

A parcela de engenharia diz respeito ao design e construção de estruturas para o projeto da planta como um todo. Já o investimento com contingências refere-se a uma reserva adicional de recursos financeiros destinada a lidar com incertezas e riscos que podem surgir durante a execução do projeto. Os custos com tecnologia envolvem pagamentos de *royalties* e licenças de uso, que no caso do projeto de H<sub>2</sub> verde não se aplicam, pois busca-se simular um caso em que a empresa é proprietária da tecnologia.

Por fim, o custo de partida pode ser estimado separadamente, a partir de considerações propostas por Chauvel e Lefebvre (2001) que consideram que o custo de partida pode ser equivalente a 3 meses dos custos operacionais da planta.

Outra relação presente na literatura, esta já específica para o processo de H<sub>2</sub> verde, é apresentado por Tractebel, Hincio e Hincio Engie (2017), estima que o investimento fixo indireto corresponde a 70 a 80% dos gastos com os equipamentos, ou seja, do investimento direto com a rota principal. Nesse contexto, são englobados investimentos como conexão com o grid, construção civil, comissionamento, custo de partida, engenharia e seguros.

Dessa forma, como o estudo supracitado é específico para uma planta de produção de H<sub>2</sub> por eletrólise da água, foi considerado neste estudo o parâmetro de 70% do investimento direto da rota principal para estimar o investimento indireto.

### 3.2.2.2 Capital de Giro

Para compor os investimentos, é necessário definir o capital de giro. Trata-se de um valor suficiente para manter as operações de um projeto, ou seja, o dinheiro necessário para cumprir obrigações do dia a dia, como o pagamento de salários, compra de insumos e manutenção de estoque.

Segundo o Programa de Hidrogênio do *U.S. Department of Energy (Hydrogen Program)* e o *National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2019)*, o capital de giro assumido para o fornecimento de hidrogênio corresponde à 15% da variação anual dos custos de operação. De acordo com Peters, Timmerhaus e West (2003), a maior parte das plantas químicas utiliza um capital de giro entre 10% e 20% do somatório dos investimentos diretos e indiretos. Além disso, um estudo técnico-econômico sobre hidrogênio verde, proposto por León et al. (2023) indica o valor de capital de giro como 10% do investimento direto e indireto, sendo este o valor assumido no presente estudo.

### 3.2.3 Fator de escala

Na indústria química, é característico que a capacidade de produção aumente a uma taxa mais acelerada do que o custo de investimento, uma vez que a primeira é uma função do volume, enquanto a segunda é uma função da superfície dos reatores. Dado esse fenômeno, há a economia de escala, vantagem competitiva em possuir uma planta de maior porte. Dessa forma, é comum que haja a redução do custo unitário (custo por volume produzido) na planta ao aumentar a capacidade e uma redução no investimento unitário (capital investido por capacidade).

Nesse contexto, o fator de escala para os eletrolisadores foi definido conforme estudo proposto por Squadrito, Nicita e Maggio (2021) que especifica a equação 18 em função da potência nominal ( $P_{el}$ ) do eletrolisador em MW com base na consideração de que o custo de investimento para um equipamento de 1 MW é 1.200 €/kW. Segundo o artigo, o fator de escala foi determinado por ajuste de mínimos quadrados nos investimentos recentemente relatados na literatura para tais equipamentos.

$$\text{Investimento eletrolisador [€/kW]} = 1,200(P_{el})^{-0,2} \quad (18)$$

Além do eletrolisador, faz-se necessário também aplicar o conceito de fator de escala para estimativa de investimento para outros equipamentos. Nesse sentido, aplica-se uma relação empírica comum na literatura proposto por Peters, Timmerhaus e West (2003). O modelo é definido pela proporção de investimento para aquisição de dois equipamentos com diferentes capacidades como igual à proporção de suas respectivas capacidades elevada a uma potência, conforme indicado na equação 19. No caso em que não há nenhuma informação, pode-se seguir com o modelo “*Six Tenth Factor*” em que o expoente é definido como 0,6.

$$\frac{I_1}{I_2} = \left(\frac{C_1}{C_2}\right)^{0,6} \quad (19)$$

Segundo Peters; Timmerhaus; West (2003), a regra do “*Six Tenth Factor*” deve ser usada somente quando não há informações detalhadas sobre o equipamento, pois dependendo do equipamento este expoente pode variar de 0,2 a 1. Sendo assim, pode-se usar as relações de expoentes e equipamentos encontrado na literatura. No caso do presente trabalho, foram obtidas informações específicas para o fator de escala para o compressor, conforme consta na Tabela 4.

Tabela 4 - Expoentes para fator de escala

Equipamento	Capacidade	Expoente
Compressor (150 psi de descarga)	10 – 400 ft <sup>3</sup> /min	0,69
Compressor (150 psi de descarga)	10 <sup>2</sup> . 10 <sup>3</sup> ft <sup>3</sup> /min	0,79

Fonte: Elaboração própria a partir de PETERS, TIMMERHAUS e WEST (2003)

Sendo assim, a fim de considerar o cenário mais conservador, utilizou-se o expoente 0,79 para determinar o investimento relativo ao compressor da planta.

Como referência de investimento e capacidade, foi utilizado estudo de Tractebel, Hinicio e Hinicio Engie (2017) que especifica o investimento de um compressor com entrada de 30 bar e 200 bar com capacidade de 400 kg H<sub>2</sub>/h como € 3.373.000. Como a planta em questão necessita de uma capacidade de compressor de 570,78 kg H<sub>2</sub>/h, é possível usar tal referência pois respeita a regra do modelo de Peters, Timmerhaus e West (2003) das capacidades não ultrapassarem a ordem de 10 vezes de diferença entre elas. Vale ressaltar também que as especificações da referência foram escolhidas pois 30 bar é a pressão em que o H<sub>2</sub> deixa o eletrolisador, já 200 bar é a pressão desejada para alimentação deste gás na produção de amônia, potencial destino do hidrogênio da planta.

Por fim, em relação ao dessalinizador, não foi utilizado fator de escala, pois os dados obtidos na literatura já abordavam o investimento como uma variável em função da capacidade do equipamento. Nesse sentido, segundo Speprlorzi (2022), o equipamento de osmose reversa pode variar de 900 a 2.500 \$/m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O/dia. Nesse sentido, assim como no estudo citado, foi definido o valor intermediário de 1700 \$/m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O/dia para estimar o investimento do dessalinizador.

### 3.2.4 Fator de atualização no tempo

O fator de atualização é utilizado em análises econômicas, pois muitos dados de custo de equipamento disponíveis para uso são referentes a um determinado ano. Como os preços podem variar de acordo com contextos econômicos diferentes de cada ano, é necessário atualizar os dados usados, por meio de índices pré-determinados.

Dessa forma, a consultoria Intratec e a revista Chemical Engineering disponibilizam tais fatores de atualização, o *Intratec Process Plant Cost Index* e o *Chemical Engineering Plant Construction Index* (CEPCI), respectivamente. Estes índices são calculados a partir das tendências de preços dos componentes fundamentais da construção de uma planta industrial, como mão de obra, materiais e energia.

Como o tema de produção de hidrogênio verde por eletrólise da água é relativamente atual e a tecnologia ainda não está suficientemente madura para fácil obtenção de dados de escala industrial, os principais artigos de referência utilizados neste estudo não antecedem o ano de 2017, não sendo necessário o uso da atualização dos dados por tais índices. Sendo assim, dado que os parâmetros de custo e investimento utilizados para o estudo são de anos recentes, pode-se realizar uma estimativa e desconsiderar efeitos como a inflação, variações de preços ou mudanças nas condições econômicas ao longo do tempo, considerando, assim, o dado sem nenhum ajuste.

### 3.2.5 Fator de nacionalização

Para análises econômicas de plantas industriais, muitos dos dados utilizados são referentes ao cenário dos Estados Unidos ou Europa Ocidental, uma vez que historicamente são os centros da indústria química. Dessa forma, faz-se necessário corrigir os valores para retratar o cenário do local de estudo, no caso o estado da Bahia no Brasil.

Sendo assim, usa-se o fator de nacionalização, constante definida a partir de ponderações sobre características específicas de cada país, como: produtividade, custo de mão de obra, taxas de importação, taxas de câmbio, custo com transporte.

Segundo Towler e Sinnott (2013), o fator de correção desse custo é de 1,14 ao transpor um projeto dos Estados Unidos para o Brasil, que é o local escolhido para a simulação do investimento. Portanto, no presente trabalho será aplicado um adicional de 14% sobre o valor de investimento total estimado.

### 3.3 CUSTOS OPERACIONAIS

#### 3.3.1 Custos de produção

Os custos de produção podem ser divididos em custo fixos, ou seja, aqueles que não dependem do volume que a planta produz e os custos variáveis, dependentes do quanto de H<sub>2</sub> é produzido. Em suma, são todos os custos necessários no decorrer dos anos para operar a planta.

##### 3.3.1.1 Custos variáveis

Os custos variáveis são aqueles que variam conforme o volume de produção da planta em dado período. Sendo assim, englobam tanto matérias-primas e outros insumos, quanto utilidades, como energia.

Como estes custos dependem da produção da planta, sua estrutura leva em consideração o preço e a quantidade de cada insumo utilizado. Dessa forma, um determinado insumo pode ter alto custo, porém baixo volume de utilização apresentando baixo impacto na estrutura de custos final ou pode ter baixo custo, porém ser utilizado em grandes quantidades, o que gera maior impacto no custo do processo.

A estrutura de custos variáveis de uma planta de eletrólise de água para produção de H<sub>2</sub> não é complexa, uma vez que apresenta poucos insumos. A principal matéria prima do processo é a água do mar, que por ser uma extração de recurso natural, não é precificada para consideração como custo variável. Nesse sentido, para o processo de eletrólise, pode-se citar o custo com eletricidade como o principal custo variável da planta. Além disso, há parcelas comparativamente pequenas de custos variáveis com a compra de químicos e membranas para a unidade de dessalinização da água do mar.

Para estimar os custos com eletricidade, foram utilizados os coeficientes de cada equipamento, ou seja, o parâmetro de utilização de energia por kg de hidrogênio gerado, detalhados na Tabela 5.

Tabela 5- Consumo de eletricidade por equipamento

<b>Equipamento</b>	<b>Tipo</b>	<b>Coefficiente técnico</b>	<b>Unidade</b>	<b>Fonte</b>
Eletrolisador	ALK	50,7	kWh/kg H <sub>2</sub>	CORREA et al. (2022)
Dessalinizador	-	0,05	kWh/kg H <sub>2</sub>	NEWBOROUGH; COOLEY (2021).
Compressor	ALK	1,25	kWh/kg H <sub>2</sub>	CORREA et al. (2022)

Fonte: Elaboração própria

Além dos coeficientes técnicos, faz-se necessário levantar os preços de cada um dos insumos. Para a eletricidade, foram avaliadas as possibilidades de fontes renováveis eólica e solar. Para o estudo em questão, a energia eólica foi definida como a fonte preferencial de eletricidade, devido ao grande potencial da região onde a planta está localizada e por apresentar menor custo dentre as alternativas avaliadas. O custo com eletricidade pode ser consultado em leilões de energia promovidos pela ANEEL, como o Leilão de Energia Nova A-5 realizado em 2022.

Para os insumos utilizados na etapa de dessalinização, foram obtidos os parâmetros de custos com químicos e troca de membrana em euros por metro cúbico de água, retirados do estudo de caso de Azinheira, Segurado e Costa (2019), que trata da viabilidade da dessalinização a partir de energias renováveis. Além disso, faz-se necessário levantar a relação de quantidade de água dessalinizada por kg de H<sub>2</sub> produzido na planta, de forma que se calcule e relação de R\$/kg H<sub>2</sub>. Segundo Correa et al. (2022), o consumo real é de 15,89 kg H<sub>2</sub>O/kg H<sub>2</sub> para eletrolisadores do tipo alcalino, valor próximo a referência de Saulnier et al. (2020) para eletrolisadores do tipo PEM, que aponta um consumo de 15,5 kg H<sub>2</sub>O/kg H<sub>2</sub>.

O eletrolisador escolhido foi do tipo ALK por ser uma tecnologia consolidada, com cadeia de suprimentos bem estabelecida, além da boa durabilidade e menor custo quando comparado ao eletrolisador PEM. Os parâmetros utilizados para os insumos de dessalinização estão indicados na Tabela 6.

Tabela 6- Parâmetros para insumos da dessalinização

<b>Insumo</b>	<b>Coefficiente técnico</b>	<b>Unidade</b>	<b>Fonte</b>
Químicos	0,01	R\$/kg H <sub>2</sub> O	AZINHEIRA; SEGURADO; COSTA (2019)
Membrana	0,002	R\$/kg H <sub>2</sub> O	AZINHEIRA; SEGURADO; COSTA (2019)
Água	15,89	kgH <sub>2</sub> O/kgH <sub>2</sub>	CORREA et al. (2022),

Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 7 é apresentado o resumo dos parâmetros de preço obtidos para cada insumo, que serão utilizados no desenvolvimento do presente estudo.

Tabela 7 - Parâmetros de preços para cada insumo

Insumo	Unidade	Preço	Fonte
Eletricidade – Eólica	R\$/kWh	R\$ 0,17	GOV.BR (2022)
Eletricidade – Solar	R\$/kWh	R\$ 0,17	GOV.BR (2022)
Químicos - Dessalinizador	R\$/kgH <sub>2</sub>	R\$ 0,01	AZINHEIRA; SEGURADO; COSTA (2019)
Membrana - Dessalinizador	R\$/kgH <sub>2</sub>	R\$ 0,002	AZINHEIRA; SEGURADO; COSTA (2019)

Fonte: Elaboração própria

A partir dos parâmetros apresentados e da produção anual efetiva de H<sub>2</sub> da planta avaliada, é possível calcular todos os custos variáveis.

### 3.3.1.2 Custos fixos

Os custos fixos não estão vinculados à taxa de utilização anual da planta e persistem mesmo durante períodos de interrupção da produção. Exemplos desses custos incluem custos com mão de obra para operação, custos com manutenção, taxas, seguros, reposição de materiais e aluguel do local.

#### 3.3.1.2.1 Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) são comumente relatados como um percentual do investimento inicial dos equipamentos, variando de acordo com o tamanho da planta.

Tais custos fixos são custos tanto para operação quanto para materiais e mão de obra com manutenção planejada e não planejada, não sendo contemplado o gasto com energia tampouco o gasto com reposição das pilhas dos eletrolisadores, gasto este explicado no tópico 3.3.1.2.2.

Dessa forma, segundo estudo da consultoria KPMG (2022), os custos de operação e manutenção são frequentemente estimados para plantas de H<sub>2</sub> verde em 2% a 4% do investimento direto. Já o estudo de Bertuccioli et al. (2014) relata que os relatórios registram normalmente o percentual de 2 a 5% do capital investido nos equipamentos.

Os custos relacionados à mão-de-obra para operação e manutenção são estimados em relação ao tamanho da fábrica. Isto resulta em custos mais baixos por MW, ou seja, um sistema de 1 MW pode ter um custo operacional de 5% do investimento inicial, enquanto este valor

seria reduzido para 2% para um sistema de 10 MW. Sendo assim, a Tabela 8 indica o % total do investimento com este custo para cada tamanho de planta.

Para determinar o custo com materiais para O&M, é utilizada a metodologia proposta por Bertuccioli et al. (2014), em que este valor é fixado como 1,5% do investimento inicial. Assim, a parcela de mão de obra é determinada por diferença do valor total obtido pela Tabela 8 e o valor de materiais determinado como 1,5%.

Tabela 8 - Relação entre o tamanho da planta de H<sub>2</sub> verde e OPEX

<b>Tamanho da Planta [MW]</b>	<b>OPEX [% Investimento]</b>
1	5,00%
5	2,20%
10	2,20%
20	1,85%
50	1,64%
100	1,61%
250	1,54%
1.000	1,52%

Fonte: (BERTUCCIOLI et al., 2014)

Portanto, como a planta do estudo em questão possui capacidade de 10.000 toneladas de H<sub>2</sub> por ano, ou seja, aproximadamente 50MW, considerando que o eletrolisador consome 50,7 kWh/kgH<sub>2</sub>, o valor total de materiais e mão de obra para operação e manutenção seria de 1,64%. Este valor foi arredondado para cima, de forma a ser um pouco mais conservador, definindo 1,7% como o total de O&M, sendo 1,5% o valor de referência para materiais e encontrando 0,2% de MOP, calculado por diferença. Assim, a Tabela 9 apresenta os parâmetros determinados para este estudo.

Tabela 9- Parâmetros de custos de manutenção e mão de obra própria

<b>Custo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Parâmetro (% investimento total)</b>	<b>Fonte</b>
O&M	Materiais	1,5%	BERTUCCIOLI et al., 2014
O&M	MOP	0,2%	Calculado a partir das referências
<b>TOTAL O&amp;M</b>		<b>1,7%</b>	<b>BERTUCCIOLI et al., 2014</b>

Fonte: Elaboração própria

### 3.3.1.2.2 Reposição da pilha

Outro custo fixo associado especificamente a uma planta de eletrólise da água é o de substituição de pilha. Embora se preveja que a maior parte do eletrolisador tenha uma vida útil superior a 20 anos, a pilha requer substituição periódica. Nesse sentido, estima-se que a pilha tenha vida útil entre 7 e 10 anos, sendo necessário assim considerar um custo para sua reposição.

Segundo o *Center On Global Energy Policy At Columbia University* (2023), os fatores que afetam a vida útil de uma pilha incluem densidade da corrente operacional, temperatura, pressão, bem como fontes de impurezas e corrosão, como impurezas de água ou permeação de gás através da membrana. Este custo poderia ser financiado como capital adicional no investimento ou como custo operacional no ano em que a pilha necessitasse de substituição.

Sendo assim, no presente trabalho é considerado um custo operacional de reposição no ano 10, ano em que é estimada a troca. O custo é calculado como sendo 40% do investimento inicial do módulo inteiro de eletrolisador (HINKLEY et al., 2016).

### 3.3.1.3 Outros custos fixos

Outros custos fixos correspondem àqueles relacionados à infraestrutura da planta como um todo, ou seja, seguros e alugueis, bem como custos administrativos de gerenciamento.

Dessa forma, Peters, Timmerhaus e West (2003) estimam de forma genérica para planta da indústria química que custos com seguros e taxas do local da planta são de 1,4% a 5% do total do investimento fixo. Já o custo administrativo, que segundo esta literatura engloba gastos com salários de executivos e material de escritório, representa 2% a 6% do custo total de produção.

Já o estudo de Tractebel, Hincio e Hincio Engie (2017) propõe que para uma planta de produção de H<sub>2</sub> por eletrólise, os custos com a infraestrutura da planta são 4% de todo o capital de investimento não relacionado a compra de equipamentos, ou seja, do investimento fixo indireto. Nesse contexto, essa estimativa engloba custos com aluguel e manutenção do terreno, taxas, seguros e gerenciamento.

Sendo assim, por representar um estudo mais próximo da planta deste trabalho, além de englobar mais linhas de custos com a infraestrutura da planta, foi considerado o parâmetro proposto por Tractebel, Hincio e Hincio Engie (2017), conforme representado na Tabela 10.

Tabela 10 - Relação de outros custos fixos

<b>Custo com a planta</b>	<b>Parâmetro</b>
Gerenciamento	4% do investimento fixo indireto
Seguros e Taxas	
Manutenção e aluguel do local	

Fonte: Elaboração própria

### 3.3.1.3.3 Depreciação contábil

A depreciação contábil é classificada como um custo fixo não desembolsável, ou seja, trata-se de um custo que ocorre no período, sem haver desembolso de recursos da empresa. Assim, é um valor que apesar de ser caracterizado como um custo fixo, não representa saída de caixa.

Segundo o Pronunciamento Técnico CPC 27 da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), depreciação é a alocação sistemática do valor depreciável de um ativo ao longo da sua vida útil, sendo o valor depreciável o custo de um ativo menos seu valor residual (CVM, 2009). No trabalho, considerou-se que o valor residual é nulo, assim, o valor depreciável ao final da operação da planta se iguala ao valor total do ativo.

A depreciação do ativo, segundo as regras do Pronunciamentos Contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC, 2009), se inicia assim que este fica disponível para uso e é finalizada quando o ativo se tornar ocioso ou for retirado de uso. No caso do presente estudo, espera-se que a planta será utilizada, gerando benefícios econômicos, durante o prazo de 20 anos (vida útil esperada).

Diversos métodos de depreciação podem ser empregados para distribuir o valor depreciável de um ativo ao longo de sua vida útil. Esses métodos incluem a abordagem de depreciação linear, o método dos saldos decrescentes e o método de unidades produzidas. No método linear, utilizado neste estudo, a depreciação resulta em um valor não desembolsável constante durante a vida útil do ativo, desde que o valor residual permaneça inalterado (CVM, 2009). Sendo assim, a depreciação em cada período é calculada seguindo a equação 20.

$$D_t = \frac{(V_N - V_R)}{N} \quad (20)$$

Em que  $D_t$  é a depreciação no período,  $V_N$  é o valor inicial do ativo,  $V_R$  o valor residual do ativo, no caso zero, e  $N$  é a vida útil do ativo, no caso, 20 anos. Sendo assim, é possível calcular a depreciação contábil ano a ano.

Segundo CPC 27, a escolha do método é feita pela entidade com base naquele que melhor reflete o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros incorporados ao ativo e o método escolhido é aplicado de maneira consistente entre os períodos, a menos que haja uma alteração nesse padrão (CVM, 2009).

### 3.3.2 Despesas Operacionais

As despesas operacionais correspondem a todos os gastos necessários para administração da empresa e demais funções além da produção, normalmente são relacionadas às áreas de marketing, comercial, desenvolvimento de produtos (P&D) e financeira. Apesar de essenciais para o funcionamento da planta, estes não são diretamente ligados ao processo produtivo.

Segundo Towler e Sinnott (2013) há três grandes contribuições para as despesas operacionais, os gastos com P&D, marketing/vendas e com a administração geral. O primeiro cobre os custos de projetos de desenvolvimento novos produtos, expansão e testes para desenvolver novos mercados para produtos existentes. Já os gastos com marketing e vendas incluem os custos de pagamento à força de vendas, custos com publicidade, viagens para visitar clientes e feiras comerciais, além de outros custos associados ao fechamento de vendas. Por fim, os gastos administrativos correspondem aos gastos para a administração de uma empresa como pagamento de salários de áreas corporativas (recursos humanos, financeira, contabilidade etc.), compra de itens de escritório, aquisição de *softwares* e outros.

Para o estudo de viabilidade em questão, foram utilizadas estimativas e premissas propostas por Peters, Timmerhaus and West (2003), conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11- Despesas operacionais e valores

<b>Tipo de Despesa</b>	<b>Parâmetro</b>
Vendas	2% do CTP
Administrativas	20% do MOP
Desenvolvimento de Produto	5% do CTP

Fonte: Elaboração própria

Sendo assim, as despesas operacionais são calculadas a partir de premissas sobre o custo total de produção (CTP) e o custo com mão de obra de produção (MOP).

### 3.4 PREÇO DE VENDA

No cenário base considerado neste estudo, foi estabelecido o preço de venda do hidrogênio em R\$ 22,50/kg H<sub>2</sub>. O preço foi definido com base na média de referências encontradas, conforme a Tabela 12.

Tabela 12 - Preço de Venda do Hidrogênio Verde

<b>Referência</b>	<b>R\$/kg H<sub>2</sub></b>	<b>Fonte</b>
EUR 4/kg H <sub>2</sub>	21,2	JOVAN; DOLANC (2020)
EUR 4-6/kg H <sub>2</sub>	26,5	CLEAN HYDROGEN PARTNERSHIP ([s.d.])
USD 3-5/kg H <sub>2</sub>	19,6	STATISTA (2021)
<b>MÉDIA</b>	<b>22,5</b>	<b>Calculado a partir das referências</b>

Fonte: Elaboração própria

Este valor será comparado com o preço mínimo requerido pelo projeto, sendo um parâmetro importante para determinar o preço de venda para o qual o projeto passa a ter viabilidade. Ou seja, o preço mínimo de vendas (PMV) é o preço que produz fluxos de caixa para os quais o VPL é igual a zero.

Para calcular a receita líquida de vendas, multiplica-se o preço definido pela quantidade de hidrogênio vendida. No presente estudo, assume-se que toda a quantidade de hidrogênio produzida será vendida, não havendo estoque.

Para calcular a quantidade de hidrogênio produzida, parte-se da capacidade instalada da planta de 10.000.000 kg/ano, aplicando um percentual relacionado a taxa de ocupação da planta (CF total), definida na equação 16 do tópico 3.1.2.

Para todas as referências em moeda estrangeira do presente estudo, foram consideradas as cotações para o real brasileiro apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 - Cotação moeda estrangeira

Moeda	Moeda estrangeira/R\$	Fonte	Data cotação
Dólar americano	4,908	BANCO CENTRA DO BRASIL (2023)	04/12/2023
Euro	5,308	BANCO CENTRA DO BRASIL (2023)	04/12/2023

Fonte: Elaboração própria

### 3.5 CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL (TAXA DE DESCONTO)

Para determinar a taxa de desconto, foi utilizado o conceito de custo médio ponderado de capital, do inglês *Weighted Average Capital Cost* (WACC). De forma simplificada, o WACC depende do custo de capital próprio e do custo de capital de terceiros. Assim, é calculado levando em consideração a estrutura de capital da empresa, ou seja, a proporção entre financiamento e capital próprio. Quanto maior for o patrimônio líquido, ou seja, o dinheiro investido pelos acionistas na empresa, maior será o peso do custo de capital próprio. Por outro lado, quanto maior a dívida da empresa, mais representativo será o custo de capital de terceiros.

Para determinar a taxa de desconto do presente estudo, foram analisadas empresas do ramo de energia e outros estudos de plantas de hidrogênio, suas respectivas estruturas de capital e conseqüentemente o WACC apresentado. Assim, adota-se como premissa que a estrutura de capital para a planta de hidrogênio estudada será semelhante às referências avaliadas.

Como fonte de consulta das informações, foram utilizados relatórios do *Bank of America Global Research (BofA)* e da Varos, plataforma de conteúdos de investimentos e avaliação de empresas, além de um artigo sobre viabilidade do H<sub>2</sub> verde no Brasil de KELMAN et al. (2020). Na Tabela 14 está a consolidação das referências analisadas, com valores de WACC variando de 10% a 16,6%. Para o presente estudo, utilizou-se a mediana dos valores, sendo adotado um custo médio de capital de 14%.

Sendo assim, a taxa mínima de atratividade (TMA), ou seja, taxa que representa o mínimo retorno que os investidores exigem para justificar o risco associado a um determinado projeto ou investimento será 14%.

Este valor é coerente também ao analisar a taxa básica de juros da economia (taxa Selic), que segundo o Boletim Focus do Banco Central é de 12,25%. (BANCO CENTRAL, 2023). Sabe-se que a taxa mínima de atratividade deve ser maior que a taxa Selic, uma vez que títulos

de investimento atrelados a essa taxa são considerados os mais seguros do mercado. Sendo assim, o TMA deve apresentar rentabilidade maior para justificar o risco atrelado ao mercado.

Tabela 14 - WACC diferentes fontes

<b>Empresa</b>	<b>WACC (ano)</b>	<b>Fonte</b>
N/A	10% (2020)	KELMAN et al. (2020)
Taesa (\$TAEE11/TAEE4/TAEE3)	13,47% (2024)	Varos
Copel (\$CPLE6)	13,47% (2024)	Varos
AES Brasil (\$AESB3)	13,72% (2024)	Varos
Eletrobras (\$ELET3)	13,80% (2024)	Varos
Celesc (\$CLSC4)	13,99% (2024)	Varos
AES Corporation (AES)	15% (2024)	BofA Global Research
Bloom Energy (BE)	15% (2024)	BofA Global Research
ISA CTEEP (\$TRPL4/TRPL3)	15,85% (2024)	Varos
Engie (\$EGIE3)	16,02% (2024)	Varos
EDP (\$ENBR3)	16,60% (2024)	Varos

Fonte: Elaboração própria

### 3.6 ANÁLISE ECONÔMICA

#### 3.6.1 Cálculo do ponto de nivelamento (*Breakeven Point*)

O ponto de *breakeven* operacional representa a quantidade de produto a ser produzido em que não há lucro nem prejuízo, ou seja, quando as receitas geradas são iguais aos gastos totais com a operação da planta. Sendo assim, seguindo a equação 21, em que RT é a receita total e CT são os custos totais.

$$RT = CT \quad (21)$$

Sabe-se que a receita é função da quantidade vendida (Q) e do preço médio de venda (PV). Além disso, os custos totais são função dos custos fixos (CF), que não variam com a quantidade produzida, e os custos variáveis, que por sua vez são função do custo variável

unitário (CVu) e da quantidade produzida (Q). Assim, visando calcular a quantidade de produção para o ponto de nivelamento, pode-se desmembrar a equação 21 na equação 22.

$$PV * Q = CF + CVu * Q \quad (22)$$

Assim, rearranjando a equação (22), é possível determinar a quantidade produzida necessária que atinge o ponto de nivelamento da planta pela equação 23.

$$Q = \frac{CF}{PV - CVu} \quad (23)$$

Vale ressaltar que a fórmula apresentada desconsidera as despesas operacionais, já que são significativamente menores que os custos do projeto. Além disso, o conceito apresentado é o ponto de nivelamento de caixa, não sendo considerados os custos não desembolsáveis, como depreciação.

Assim, pelas equações 24 e 25, tem-se a relação do ponto de nivelamento com a capacidade de produção da planta.

$$Breakeven = \frac{Q}{C} \quad (24)$$

$$Breakeven = \frac{CF}{C(PV - CVu)} \quad (25)$$

### 3.6.2 Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio

O custo nivelado de produção de hidrogênio, *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) em inglês, é um parâmetro empregado internacionalmente para realizar análises sobre plantas de produção de H<sub>2</sub>. Nesse sentido, é uma importante medida pois permite a comparação com o custo nivelado do hidrogênio obtido a partir de outras rotas.

O método de custo nivelado é uma maneira fácil de comparar diferentes sistemas de forma justa com base na produção total em comparação com os custos totais. O custo nivelado soma todos os itens de custo ao longo da vida útil do sistema e os divide pela produção total gerada ao longo de sua vida útil. O resultado é um custo médio de produção por unidade. (KPMG, 2022)

Segundo Correa et al. (2022), o LCOH de toda a cadeia de suprimentos do H<sub>2</sub>, ou seja, da sua produção até armazenamento e transporte, pode ser descrita como a equação 26.

$$LCOH = \sum_{i=1}^N LCOH_i \quad (26)$$

Em que N é o número de etapas envolvidas na cadeia de suprimentos e LCOH<sub>i</sub> é o custo de cada etapa que pode ser calculado conforme equação 27.

$$LCOH_i = \frac{VPL_i}{\sum_{t=1}^n H \times (1 + WACC)^{-t}} \quad (27)$$

Em que VPL é o valor presente líquido de cada etapa, H é a quantidade de hidrogênio produzida em um ano, n é o tempo em anos da vida útil da planta e WACC é o custo de capital. O valor atual líquido, por sua vez, é calculado como equação 28.

$$VPL_i = \sum_{t=1}^n (CAPEX_i + OPEX_i + E) \times (1 + WACC)^{-t} \quad (28)$$

Em que CAPEX<sub>i</sub> corresponde ao investimento, OPEX<sub>i</sub> corresponde a gastos com operação e manutenção e E representa gastos com eletricidade de dado processo.

### 3.7 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA

#### 3.7.1 DRE

A Demonstração de Resultados do Exercício (DRE) constitui um relatório contábil projetado para descrever as atividades operacionais da empresa durante um determinado período. Seu propósito é possibilitar a comparação entre receitas e despesas, destacando o resultado líquido do empreendimento, seja em termos de lucro ou prejuízo (SEBRAE, 2015).

Sua estrutura, que deve ser feita de forma verticalizada, contém a receita líquida, o custo de produtos vendidos, despesas operacionais e resultado líquido, dentre outros itens. Além disso, é necessário listar as despesas financeiras para assim chegar no lucro antes do Imposto de Renda (IR). Assim, calcula-se, por fim, o lucro depois do IR, sendo o resultado do exercício. Para projetos industriais, pode-se considerar que a depreciação como custo não desembolsável

desempenha papel importante no DRE, pois diminui o lucro tributável e, conseqüentemente, possibilita redução do imposto de renda a ser pago.

### 3.7.2 Financiamento

O capital necessário para a construção da planta pode ser oriundo de capital próprio, ou seja, autofinanciamento, ou por capital de terceiros. Os financiamentos com terceiros, em sua maioria instituições financeiras, buscam captar parte do capital necessário para o investimento inicial da planta. Dessa forma, faz-se uso desta operação financeira, em que terceiros fornecem recursos com um custo associado a este empréstimo.

Normalmente para tecnologias maduras no setor de energia, como solar e eólica, não é difícil encontrar financiamentos, sendo os principais financiadores no Brasil o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), o Banco do Nordeste (BNB) e a infraestrutura de títulos de debêntures<sup>5</sup> (EPE, 2021b).

Já para tecnologias em estágio ainda em desenvolvimento, com baixo grau de maturidade, caso em que o hidrogênio verde se encontra, os mercados geralmente fornecem menos financiamento por conta do alto risco associado. Por isso, faz-se necessário que os governos utilizem diferentes tipos de ações para aumentar o montante de financiamento disponível para tais atividades. Nesse sentido, no Brasil há o programa de P&D da Aneel e ANP, que determina que empresas do setor tenham um orçamento fixo para pesquisa e desenvolvimento afim de estimular a inovação (EPE, 2021b).

No presente estudo, foi considerado o cenário base com 60% do investimento fixo sendo oriundo de capital próprio e 40% financiado. Para o valor financiado, a determinação da amortização e juros foi baseada na linha de crédito “Baixo Carbono” do BNDES, direcionada para máquinas e equipamentos que contribuam para a redução da emissão de gases de efeito estufa.

Para calcular a taxa de juros, considera-se que o financiamento será feito como uma operação direta, ou seja, em que o cliente solicita o financiamento diretamente ao BNDES. Sendo assim, a taxa de juros final será composta pelo Custo Financeiro e pela Taxa do BNDES, conforme ilustrado na Figura 30.

---

<sup>5</sup> Debêntures são títulos de renda fixa emitidos por empresas não financeiras. Constituem empréstimos que as empresas optam por captar no mercado, em vez de recorrer a bancos, para financiar suas operações.

Figura 30- Composição taxa de juros BNDES

$$\text{Taxa de Juros} = \text{Fator Custo} \times \text{Fator Taxa do BNDES} - 1$$

Fonte: (BNDES, 2020)

O fator custo foi estimado em 9,92%, sendo composto pelo somatório das taxas TLP<sup>6</sup> e IPCA<sup>7</sup>. Já o fator taxa do BNDES leva em consideração a remuneração prevista na linha de crédito analisada. Todos os valores utilizados foram listados na Tabela 15, chegando-se ao valor de taxa de juros de 10,96% ao ano.

Tabela 15 - Valores para cálculos de taxa de juros

Referência	Valor	Fonte
IPCA	4,59%	Relatório Focus BCB (Nov/2023)
TLP (parcela fixa)	5,33%	BNDES (Dez/2023)
Remuneração BNDES	0,95%	BNDES Finame - Baixo Carbono
Taxa de juros	10,96%	Calculado a partir das referências

Fonte: Elaboração própria

O processo de amortização consiste na redução do valor da dívida adquirida com o financiamento. Assim, o valor do empréstimo é amortizado, com pagamento de parcelas ao longo do tempo. Há dois principais modelos de financiamento, o sistema de amortização constante (SAC) e a Tabela Price.

No SAC, a amortização da dívida é feita em parcelas iguais e o valor de juros é calculado sobre o saldo devedor. Este saldo é calculado descontando, do valor da dívida, as parcelas pagas, sendo então um modelo onde o valor das prestações é decrescente ao longo do tempo

<sup>6</sup> TLP, ou Taxa de Longo Prazo, é uma taxa de juros usada pelo BNDES, sendo vinculada à inflação medida pelo IPCA e aos juros de mercado dos títulos do Tesouro Nacional.

<sup>7</sup> IPCA, ou Índice de Preços ao Consumidor Amplo, é um dos índices de inflação mais tradicionais do Brasil, que tem como objetivo medir a inflação de um conjunto de produtos e serviços comercializados no varejo, referentes ao consumo pessoal das famílias, cujo rendimento varia entre 1 e 40 salários mínimos, qualquer que seja a fonte de rendimentos.

(SANTANDER, 2023). Já na Tabela Price, as prestações são sempre de mesmo valor, sendo o valor de juros decrescente e a amortização crescente ao longo dos anos (USP, 2012).

Para o desenvolvimento deste estudo, foi considerado o sistema de financiamento do tipo SAC, visando redução mais rápida do saldo devedor e economia em juros ao longo do tempo. Para calcular a parcela de amortização anual, dividiu-se o valor financiado por 10, já que a linha de crédito Baixo Carbono do BNDES estipula o prazo de pagamento em até 10 anos. Os juros, por sua vez, serão aplicados anualmente sobre o saldo devedor, sendo este calculado subtraindo-se do valor total financiado as parcelas de amortização pagas. Na Tabela 16 está um resumo da estrutura adotada de financiamento para o investimento da planta.

Tabela 16- Resumo estrutura de financiamento

<b>Investimento Fixo nacionalizado</b>	<b>R\$ 477.406.192,09</b>
<i>Capital Próprio</i>	60%
<i>Financiamento</i>	40%
Número de parcelas	10
Amortização	R\$ 19.096.247,68
Taxa de juros	10,96%

Fonte: Elaboração própria

### 3.7.3 Impostos

No Brasil, há dois tributos que incidem sobre o lucro, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e a o Imposto de Renda (IR), totalizando uma tributação de 34% do lucro fiscal. O lucro fiscal (lucro real) é a base de cálculo dos tributos e não o lucro contábil (lucro líquido do exercício) (PAULO HENRIQUE PÊGAS, 2018).

Conforme dispõe o Decreto-Lei 1.598/77, o lucro contábil deve ser ajustado por adições, exclusões ou compensações prescritas ou autorizadas pela legislação tributária, para se chegar ao lucro fiscal, sobre o qual incidirão os tributos sobre o lucro.

Para fins de simplificação, assume-se no trabalho que o lucro fiscal é igual ao lucro contábil, com exceção da compensação do prejuízo fiscal. Neste caso, caso o projeto apresente prejuízo acumulado de exercícios anteriores, pode-se abater até 30% do lucro do exercício para compensar o prejuízo acumulado, reduzindo assim a base de cálculo para o imposto. Além disso, nos exercícios que não apresentam lucro líquido, não há cobrança de impostos.

### 3.7.4 Fluxos De Caixa Descontado (FCD) e Valor Presente Líquido (VPL)

O método de fluxo de caixa descontado (FCD) tem como objetivo avaliar uma projeção do que a empresa pode gerar no futuro, levando em consideração faturamentos e descontos do tempo, além do risco envolvido na atividade. Ou seja, para calcular o FCD, utiliza-se uma taxa de desconto para trazer a valor presente os fluxos de caixa projetados. A taxa de desconto, explorada no tópico 3.5, é composta pelos custos de capital e riscos inerentes ao negócio avaliado.

Para projeção do fluxo de caixa do projeto, as entradas estão relacionadas à receita de vendas, ao recebimento do empréstimo financiado e ao capital de giro recuperado no último ano de operação. No presente estudo, como o tempo de operação determinado é de 20 anos, considera-se depreciação total dos equipamentos, não havendo, portanto, entrada relacionada ao valor residual destes. Foram feitas simulações considerando 10 anos de depreciação, como base da Receita Federal, e 20 anos, respeitando a vida útil da planta. Não houve diferença significativa no resultado do projeto com a aceleração da depreciação e, portanto, escolheu-se manter a depreciação total ao longo dos 20 anos do projeto.

Já as saídas de caixa levam em consideração os valores anuais de custos fixos e variáveis, despesas, pagamento de amortização e juros, bem como os impostos. Também são saídas do projeto no ano zero, ano de construção da planta, o investimento fixo e o capital de giro.

O fluxo de caixa é projetado em cada ano, somando-se todas as entradas referentes ao período e subtraindo-se todas as saídas. Para avaliar o fluxo de caixa descontado, é necessário avaliar os fluxos futuros a valor presente, descontados pela taxa de retorno requerida.

A equação 29 descreve o cálculo para definir o fluxo de caixa descontado, onde o valor presente líquido (VPL) corresponde ao somatório do fluxo de caixa de cada período ( $FC_t$ ), descontados pela taxa definida (WACC) (ENDLER, L., 2004).

$$VPL = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} \quad (29)$$

### 3.7.5 Taxa Interna De Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto hipotética, calculada a partir de uma projeção de fluxo de caixa quando o Valor Presente Líquido (VPL) é igual a zero. A TIR

é usada por investidores para analisar se um projeto é viável, comparando-a com a TMA. Dessa forma, caso a TIR seja maior que a TMA, o projeto é considerado viável. Em contrapartida, se a TIR for inferior à TMA, o projeto é considerado inviável.

### 3.7.6 Payback Descontado

Outro parâmetro para analisar a viabilidade do investimento é via cálculo do *payback*. Este determina em quanto tempo o capital investido será recuperado, ou seja, o número de períodos necessários para retornar o investimento do projeto. O cálculo do *payback*, é dado pelo tempo necessário em que o somatório dos fluxos de caixa do projeto for igual a zero, sendo este denominado como *payback simples* já que não considera a mudança do valor do dinheiro no tempo.

Já o *payback* descontado, indicador utilizado no presente estudo, é determinado pelo valor líquido do fluxo de caixa, ou seja, quando o somatório do fluxo de caixa descontado é igual a zero, conforme a equação 30. Vale ressaltar que quanto maior o *payback* maior será o risco de recuperação do capital investido.

$$VPL = \sum_{t=0}^{t=n} VPFC = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} = 0 \quad (30)$$

## 3.8 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Para testar a resposta do modelo em diferentes cenários, serão apresentadas diferentes análises de sensibilidade, alterando os valores das variáveis sensíveis do modelo, de forma a avaliar sua resposta nos parâmetros definidos, como TIR, VPL e LCOH. Para a escolha dos diferentes cenários, foi utilizado como base as projeções definidas no estudo da Gas Energy (2021) ilustrado na Figura 16.

Neste trabalho, são propostas as seguintes sensibilizações ao modelo:

- Custos e Investimentos

Os principais componentes do preço do hidrogênio verde estão relacionados ao investimento no eletrolisador e ao custo da energia renovável. Assim, uma das análises de sensibilidade deste trabalho passa por variar estes dois itens, entendendo como o modelo se comporta frente à expectativa do mercado em relação a redução desses valores.

- Dinâmica da planta/eletricidade

Uma variável crítica para o modelo é a capacidade da planta, que depende da intermitência considerada na fonte de eletricidade. Assim, será relevante a avaliação do projeto em um cenário considerando diferentes capacidades de eletricidade, até chegar a 100%, que seria equivalente a um esquema de energia *on grid*, onde há conexão com a rede da concessionária.

- Financeira

Na análise de sensibilidade financeira, o objetivo será entender o comportamento do modelo frente a variações mudanças na estrutura de capital, alterando a proporção entre capital financiado e próprio, além de simular diferentes cenários de taxas de juros.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, serão apresentadas as definições do cenário base bem como os resultados dos principais parâmetros calculados para construção do DRE do projeto e projeção dos fluxos de caixa. Além disso, serão detalhados os resultados da viabilidade econômica pelo ponto de nivelamento e custo nivelado do hidrogênio e a financeira, apresentando o VPL, TIR, *Payback* e PMV, bem como as análises de sensibilidade propostas na metodologia.

### 4.1 DEFINIÇÕES DA PLANTA

O cenário base da planta foi definido conforme a Tabela 17:

Tabela 17 - Características do cenário base da planta estudada

<b>Definições da planta</b>	
Capacidade instalada da planta	10 mil toneladas H <sub>2</sub> /ano
Capacidade da energia eólica	50%
Total de dias de operação da planta	355 dias
Capacidade de produção da planta	5 mil toneladas H <sub>2</sub> /ano
Fonte de energia	eólica
Tipo de eletrolisador	Alcalino (ALK)
Tempo de construção	1 ano
Localização	Próximo ao Porto de Polo Petroquímico de Camaçari na Bahia, Brasil
Preço de venda do H <sub>2</sub>	R\$ 22,50/kg H <sub>2</sub>
Estrutura de financiamento	60% capital próprio e 40% capital de terceiro

Fonte: Elaboração própria

### 4.2 ESTIMATIVAS PARA O CENÁRIO BASE

#### 4.2.1 Investimento de Unidades Industriais

Como detalhado no tópico 3.2.1 o investimento das unidades industriais da planta de hidrogênio, ou seja, do eletrolisador, compressor e dessalinizador foram estimados conforme dados de investimento para cada equipamento instalado presentes na literatura. Dessa forma, o investimento total da rota principal (ISBL) é apresentado na Tabela 18.

Tabela 18 - Relação de investimentos por equipamento

<b>Unidade Industrial</b>	<b>R\$</b>
Eletrolisador	R\$ 163.712.753,87
Dessalinizador	R\$ 3.886.060,27
Compressor	R\$ 23.708.014,98
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 191.306.829,13</b>

Fonte: Elaboração própria

Além disso, como investimento de equipamento auxiliares (OSBL), estima-se que só será necessário para o tratamento da salmoura. Assim, conforme equação (17) anteriormente descrita para OSBL, tal investimento será, 40% do investimento total do ISBL, ou seja, R\$ 76.522.731,65.

Por fim, tendo o investimento direto total, é aplicado o fator de nacionalização de 1,14, resultando em um investimento total direto de R\$ 343.491.411,70.

#### **4.2.2 Investimento total**

Além dos investimentos diretos com os equipamentos, é necessário calcular os investimentos indiretos para a construção da planta, ou seja, investimentos com conexão com o grid, construção civil, comissionamento, custo de partida, engenharia e seguros.

Dessa forma, utilizou-se a referência de Tractebel, Hincio e Hincio Engie (2017) mencionado no tópico 3.2.2.1, totalizando um investimento indireto de R\$ 133.914.780,39. Com isso, realizando o somatório dos investimentos diretos e indiretos, necessários para a construção da planta de hidrogênio verde a partir da eletrólise da água, será demandado um aporte de R\$ 477.406.192,09 no ano 0 do projeto.

Além disso, para cálculo do investimento total deve ser incluída a parcela de capital de giro, que é definida como 10% do somatório dos investimentos diretos e indiretos. Sendo assim, o capital de giro é R\$ 43.522.303,63.

#### **4.2.3 Custos de Produção**

Os custos variáveis com cada insumo estão detalhados na Tabela 19, ficando evidente que o custo de eletricidade é o mais representativo, sendo quase a totalidade dos custos variáveis.

Tabela 19 - Relação de Custos Variáveis

<b>Custo</b>	<b>R\$/ano</b>
Eletricidade - Eletrolisador	R\$ 42.653.979,45
Eletricidade - Dessalinizador	R\$ 42.065,07
Eletricidade - Compressor	R\$ 1.051.626,71
Químicos - Dessalinizador	R\$ 26.821,56
Membrana - Dessalinizador	R\$ 11.553,90

Fonte: Elaboração própria

Já os custos fixos, que englobam tanto operação e manutenção (O&M) da planta quanto custos relacionados ao gerenciamento, seguro, taxas e aluguel do local são apresentados na Tabela 20.

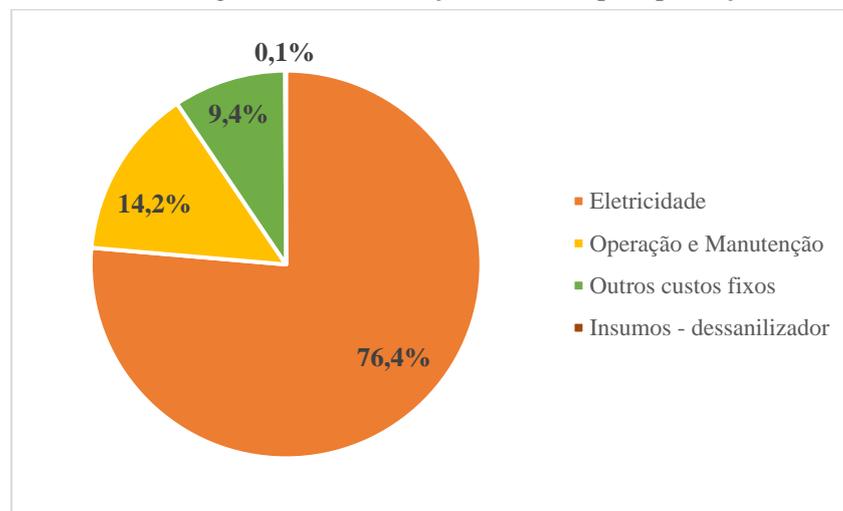
Tabela 20 - Relação de Custos Fixos

<b>Custo</b>	<b>R\$/ano</b>
O&M (Materiais)	R\$ 7.181.180,10
O&M (Mão de obra)	R\$ 957.490,68
Outros custos fixos	R\$ 5.356.591,22

Fonte: Elaboração própria

Sendo assim, a distribuição de todos os custos para operacionalizar a planta é dada pela Figura 31.

Figura 31 - Distribuição de custos para produção



Fonte: Elaboração própria

A literatura apresenta que o custo com eletricidade representa cerca de 70% do custo total da planta de H<sub>2</sub> verde (CNI, 2022), sendo o resultado apresentado coerente com essa referência.

Vale ressaltar que para o projeto é considerado um custo fixo não recorrente no ano 10 referente a reposição das pilhas do eletrolisador. Dessa forma, foi calculado o valor com essa troca de parte do equipamento, havendo um valor incremental de R\$ 65.485.101,55.

#### 4.2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais da planta, gastos que não estão relacionados diretamente com a produção, foram calculados a partir de correlações propostas por Peters, Timmerhaus e West (2003), apresentadas no capítulo 3.

Sendo assim, as despesas da planta são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21 - Despesas da planta

<b>Despesa</b>	<b>R\$/ano</b>
Vendas	R\$ 1.145.621,52
Adm	R\$ 191.498,14
P&D	R\$ 2.864.053,79

Fonte: Elaboração própria

### 4.3 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO

#### 4.3.1 Ponto de Nivelamento

Partindo das equações descritas no tópico 3.6.1, calcula-se o ponto de nivelamento da planta no cenário base, em que o custo fixo é de R\$ 13.495.261,99/ano, o custo variável unitário é de R\$9,00/kg, o preço de venda é R\$22,50/kg e a capacidade efetiva de produção da planta é de 4.863,01 ton/ano. O valor calculado do *Breakeven* foi de 20,6%, ocorrendo para uma produção de 1.002,40 ton/ano de H<sub>2</sub> verde.

Assim, nota-se que a capacidade efetiva de produção da planta representa 49% de utilização da capacidade instalada, sendo um valor superior ao ponto de nivelamento (20,6%). Isso significa que a planta apresenta lucro operacional em todo o período, já que suas receitas superam seus custos sempre que a produção for superior a 20,6%.

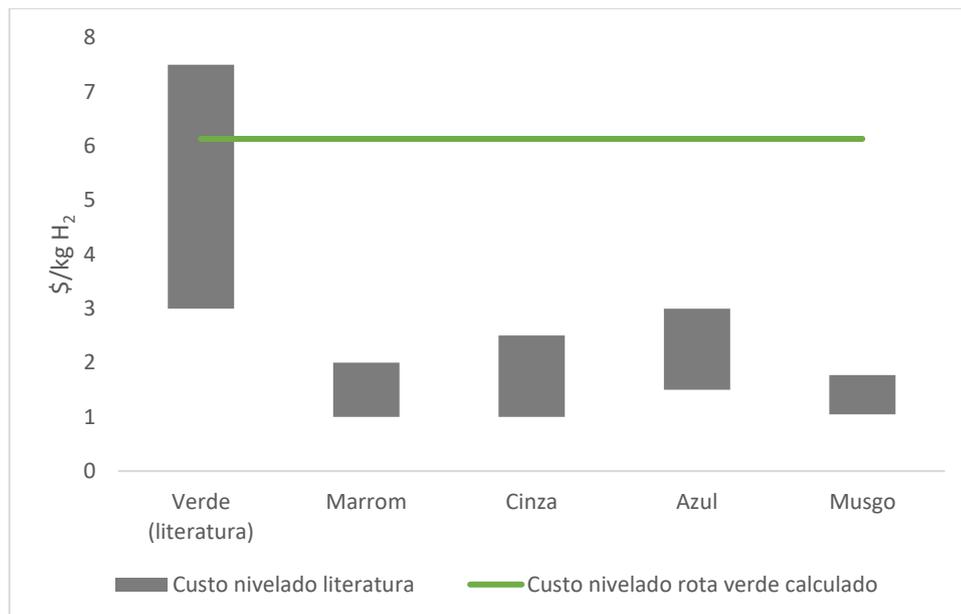
### 4.3.2 Custo Nivelado do Hidrogênio

O custo nivelado do hidrogênio é um importante parâmetro a ser calculado, pois possibilita a comparação equalizada com custos encontrados na literatura para outras rotas de produção de H<sub>2</sub>.

Dessa forma, conforme equação (27) descrita na metodologia para LCOH, o custo nivelado do hidrogênio é de R\$ 30,09/kg H<sub>2</sub> ou USD \$6,13/kg H<sub>2</sub>. Esse preço está em linha com o encontrado na literatura, uma vez que segundo a Gas Energy (2021), o H<sub>2</sub> verde pode apresentar custos de até USD \$7,5/kg H<sub>2</sub>.

É possível ainda comparar o resultado encontrado com custos nivelados de H<sub>2</sub> de outras rotas. Assim, de acordo com informações apresentadas no tópico 2.2, é possível observar pela Figura 32 que a rota verde ainda é economicamente desvantajosa em comparação com outras formas de produção, sendo o custo nivelado da rota marrom e musgo as que mais se distanciam do custo nivelado do H<sub>2</sub> verde.

Figura 32 - Custo nivelado de H<sub>2</sub> por rota de produção



Fonte: Elaboração própria

Nesse sentido, a fim de tornar tal rota mais atrativa economicamente, faz-se necessário estudar possíveis alavancas para redução do investimento e do custo de produção, chegando a um custo nivelado mais competitivo no mercado.

### **4.3.3 DRE**

No Apêndice A é apresentado o Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE) do projeto para as condições determinadas no cenário base. Pelo DRE, constata-se que a planta estudada apresenta lucro em todos os anos de operação, exceto no ano 10, ano em que há um aumento relevante na estrutura de custos, devido à reposição da pilha.

O projeto apresenta margem EBITDA, ou seja, lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização, de 43,73% nos anos de operação, com exceção do Ano 10 em que a margem fica negativa (-16,21%) por conta do alto custo de reposição da pilha. Isso indica que, operacionalmente, a planta apresenta resultado satisfatório.

## **4.4 VIABILIDADE FINANCEIRA**

### **4.4.1 VPL**

O detalhamento dos fluxos de caixa pode ser consultado no Apêndice B para o cenário base com financiamento e Apêndice C para o cenário base sem financiamento. Com base nos fluxos de caixa trazidos a valor presente, o valor calculado do VPL ao final da vida útil do projeto é de R\$ -224,12 milhões. Assim, é possível concluir que por apresentar VPL negativo, o projeto não apresenta viabilidade nas condições determinadas para o cenário base.

No contexto do projeto sem financiamento, ou seja, considerando o mesmo cenário base, porém com 100% de capital próprio para investimento inicial, tem-se que o VPL é R\$ -268,15 milhões. Tal resultado corrobora a inviabilidade do projeto.

O resultado negativo encontrado para o VPL reforça que o montante necessário para investimento inicial do projeto é o que contribui para sua inviabilidade. Como percebido nos resultados discutidos, a planta estudada apresenta resultados operacionais positivos, apresentando lucro e uma margem satisfatória em quase todos os anos, com exceção do ano de reposição da pilha. No entanto, sua análise financeira é prejudicada devido ao alto investimento nos equipamentos para construção da planta de eletrólise.

### **4.4.2 TIR**

A TIR calculada para o cenário base do projeto foi de 3%, sendo muito inferior a TMA definida para o projeto, que é de 14%. Assim, o valor de TIR menor que a TMA é outro indicativo de inviabilidade econômica do projeto, nas condições pré-determinadas.

Já para o caso em que não há financiamento, a TIR apresenta valor de 4%, também inferior ao TMA definido, reforçando a inviabilidade.

#### **4.4.3 Payback Descontado**

Devido ao Valor Presente Líquido (VPL) ser negativo ao final do horizonte de planejamento do projeto, não é possível calcular um *Payback* Descontado. Essa condição sugere que o retorno do investimento não é alcançado ao longo desse período, reforçando a inviabilidade do projeto.

#### **4.4.4 PMV**

Pelos resultados de VPL e TIR, pode-se concluir que o projeto não é viável para as condições do cenário base. Assim, foi feita a análise de preço mínimo de venda, de forma a entender qual valor de comercialização do hidrogênio verde tornaria a planta viável para as condições operacionais definidas.

Para que o VPL seja igual a zero, o preço de venda precisa ser de R\$32,94/kg H<sub>2</sub> no cenário base do estudo, representando um valor 46% maior que a média de preço encontrada como referências de mercado, indicando pouca competitividade da planta nas condições de operação definidas no cenário base.

Além disso, no cenário sem financiamento, o preço de venda deveria ser R\$35,02, ou seja, maior que o cenário base estudado em que há o aporte de capital de terceiros. Nesse sentido, isso indica que o cenário do projeto com aporte de capital 100% próprio apresentaria ainda mais dificuldade para sua competitividade e consequente viabilidade.

### **4.5 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE**

Como o projeto modelado não apresenta viabilidade econômica e financeira, é necessário avaliar quais fatores mais influenciam em seu resultado. Dessa forma, para compreender quais variáveis do projeto têm o maior impacto em sua viabilidade, foram conduzidas análises de sensibilidade, com o objetivo de determinar a taxa de retorno (TIR) da planta, bem como o custo nivelado do H<sub>2</sub> (LCOH) nos novos cenários para comparação com o custo de outras rotas.

Inicialmente, foram realizadas variações no investimento do equipamento principal, o eletrolisador, e no custo de eletricidade. Foi realizado também um estudo variando o investimento do eletrolisador e a capacidade de aquisição de eletricidade. Finalmente, a fim de

avaliar o impacto do financiamento na viabilidade econômica da planta, a TIR foi calculada para diferentes cenários de taxas de juros percentual de financiamento do projeto.

As tabelas de sensibilidade abordarão duas variáveis, sempre explicitadas externamente à tabela, variando em percentuais relativos ao cenário base. As situações estão mostradas de forma que as mais vantajosas serão destacadas em verde, enquanto as menos favoráveis serão destacadas em vermelho. Os cenários em que o projeto não é viável, ou seja, que apresenta VPL negativo e TIR inferior à TMA, serão escritos em vermelho, já os cenários favoráveis estarão com preto.

#### **4.5.1 Custo da energia renovável e preço do eletrolisador**

A primeira análise de sensibilidade engloba as projeções do avanço da tecnologia empregada e sua consequente redução de preço do equipamento principal, bem como a redução do preço da energia eólica.

Segundo a McKinsey & Company (2021), o preço da energia eólica no Brasil pode reduzir em 27% até 2040, sendo o teto estipulado para a análise em questão. Além disso, o IRENA (2020) identifica estratégias-chave para reduzir os custos de investimento para plantas de eletrólise de 40% no curto prazo para 80% a longo prazo. Essas estratégias de redução compreendem desde o design fundamental da pilha do eletrolisador até elementos mais amplos de todo o sistema. O relatório da IEA (2022) também propõe que haverá uma redução de 70% nos custos de eletrolisadores até 2030.

Os resultados da análise, resumidos na

Tabela 22, apresentam uma viabilidade negativa na maioria dos cenários propostos. Nesse sentido, a planta só se torna viável, com a TIR maior que o TMA, a partir do cenário de maior redução do preço de energia eólica e com redução de 40% do eletrolisador, ou seja, segundo projeção do IRENA (2020), em um cenário de curto prazo.

Além disso, é possível observar que somente a redução do custo de energia não é suficiente para viabilizar o projeto, evidenciando a influência que o componente do eletrolisador tem no projeto. Tal resultado está de acordo com o estudo do IRENA (2020), que relata que o baixo custo da eletricidade não é suficiente por si só para produção competitiva de hidrogênio verde, sendo as reduções no custo das instalações de eletrólise também necessárias, pois é o segundo maior componente de custo da produção de hidrogênio verde.

Tabela 22 - Análise de sensibilidade considerando avanços tecnológicos

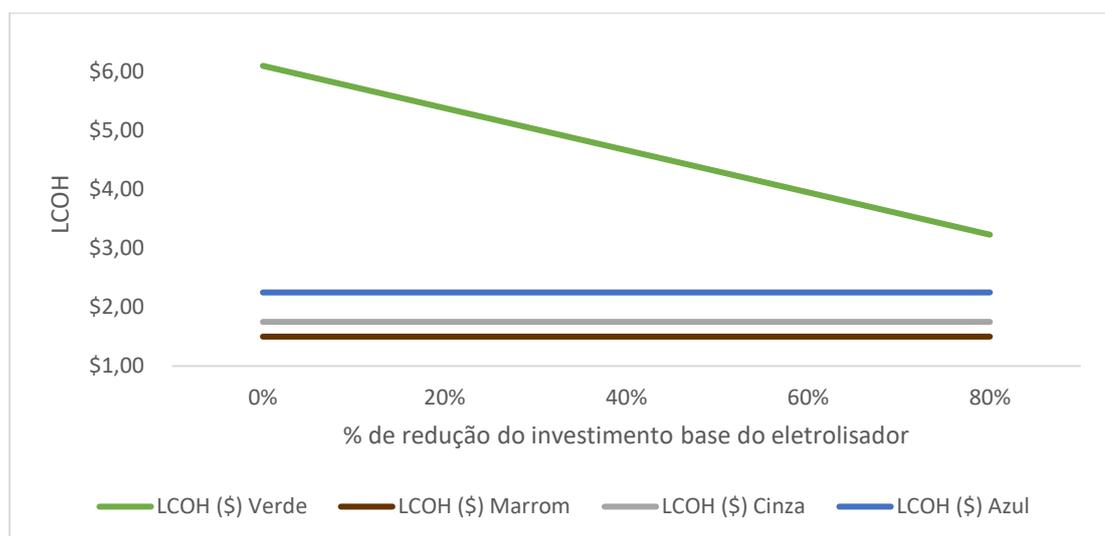
		TIR					
		Redução do investimento no eletrolisador					
		0%	20%	40%	60%	80%	
		R\$ 2.828,65/kWh	R\$ 2.262,92/kWh	R\$ 1.697,19/kWh	R\$ 1.131,46/kWh	R\$ 565,73/kWh	
Redução no preço da energia eólica	0%	R\$ 0,17/kWh	3%	6%	11%	18%	34%
	5%	R\$ 0,16/kWh	4%	7%	12%	19%	35%
	10%	R\$ 0,15/kWh	5%	8%	12%	20%	37%
	20%	R\$ 0,14/kWh	6%	9%	14%	22%	40%
	27%	R\$ 0,12/kWh	6%	10%	15%	24%	42%

Fonte: Elaboração própria

Além da viabilidade do projeto, é necessário avaliar também o custo nivelado do H<sub>2</sub> produzido, pois este é um parâmetro essencial para comparar a competitividade da rota verde com outras rotas de produção de hidrogênio.

Sendo assim, é observado pela Figura 33 a relação do LCOH do cenário base do projeto, variando no eixo horizontal o custo do eletrolisador. Constata-se que mesmo reduzindo o investimento do eletrolisador para a projeção de mais longo prazo, o custo nivelado não é equiparado com outras rotas de hidrogênio, não sendo ainda um cenário competitivo para o H<sub>2</sub> verde.

Figura 33 – Custo nivelado por rota com redução de investimento do eletrolisador



Fonte: Elaboração própria

#### 4.5.2 Análise de sensibilidade em relação à Dinâmica da Planta (energia do grid x intermitência)

Outro estudo realizado diz respeito à dinâmica de operação da planta. Conforme apresentado na revisão bibliográfica do presente trabalho, as energias renováveis apresentam caráter de intermitência, não apresentando 100% de disponibilidade quando a energia não é obtida do grid. Esta dinâmica de funcionamento impacta diretamente na produtividade da planta, já que o processo de eletrólise é totalmente dependente da fonte de energia. Assim, estudou-se o retorno do projeto em diferentes cenários de capacidade de eletricidade, atrelando também a variável de avanço tecnológico refletida na redução do investimento do eletrolisador.

A Tabela 23 apresenta os resultados de TIR nos diferentes cenários, sendo os valores em vermelho aqueles em que a TIR se apresenta menor que a TMA, indicando que o projeto ainda não apresenta viabilidade.

Tabela 23 - Análise de Sensibilidade da dinâmica de operação da planta e preço do eletrolisador

		TIR				
		Redução do investimento no eletrolisador				
		0%	20%	40%	60%	80%
		R\$ 2.828,65/kWh	R\$ 2.262,92/kWh	R\$ 1.697,19/kWh	R\$ 1.131,46/kWh	R\$ 565,73/kWh
% Capacidade de eletricidade	30%	-4%	-2%	2%	7%	16%
	40%	0%	3%	6%	12%	24%
	50%	3%	6%	11%	18%	33%
	60%	6%	10%	15%	23%	42%
	100%	17%	23%	31%	46%	78%

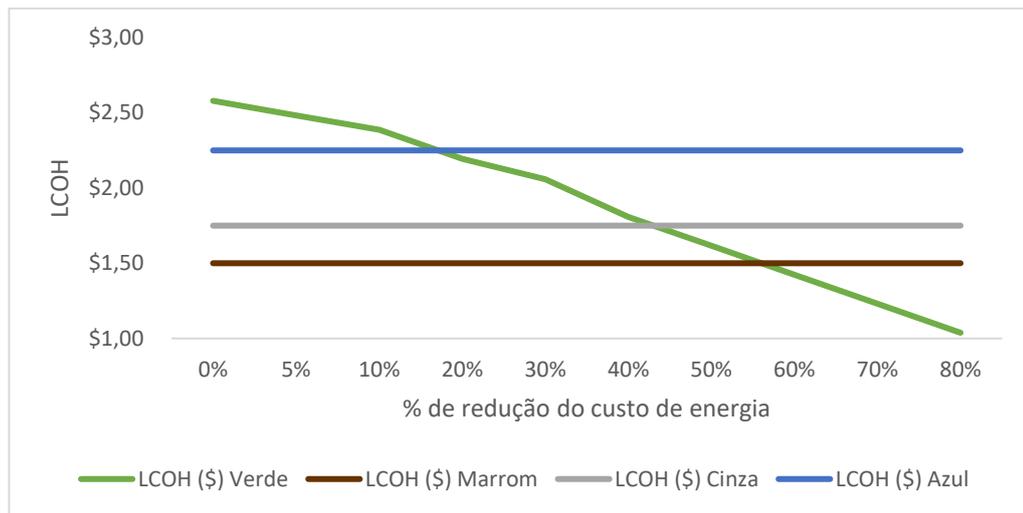
Fonte: Elaboração própria

Por esta análise, conclui-se que, desconsiderando a redução no investimento do eletrolisador, o projeto só apresenta viabilidade econômica em um cenário de energia vindo do grid, ou seja, para 100% de capacidade de eletricidade. Assim, pode-se reforçar que o avanço tecnológico sugerido tem alto impacto do projeto e, combinando as duas variáveis, é possível observar mais cenários em que o projeto apresenta viabilidade, a partir de uma redução de 40% no preço do eletrolisador e uma disponibilidade de eletricidade de 60%, ou para reduções acima de 60% no preço do eletrolisador e disponibilidade de energia de 50%.

Para fins de comparação do hidrogênio verde com outras rotas de produção, foi avaliado o comportamento do custo nivelado do hidrogênio verde projetando-se redução do custo da energia eólica, conforme apresentado na Figura 34. No entanto, essa análise comparativa foi

feita já no cenário mais otimista observado na Tabela 23, considerando energia vindo do grid, ou seja, capacidade de energia 100%, além de uma redução projetada de 80% do preço do eletrolisador.

Figura 34 - Custo nivelado por rota com redução de custo de energia, considerando redução no custo do eletrolisador e capacidade de eletricidade 100%



Fonte: Elaboração própria

Neste cenário ótimo, de 100% de disponibilidade da energia e maior redução do preço do eletrolisador (-80%), o hidrogênio verde apresentaria custo nivelado menor do que o hidrogênio cinza, que é o mais produzido, a partir de uma redução de 50% no custo da energia eólica.

Segundo estudo da McKinsey & Company (2022), pode-se esperar uma redução de 27% no preço da energia eólica até 2040, favorecida pelas evoluções na produtividade, escala e desenvolvimento tecnológico para energias renováveis. Sendo assim, é possível concluir que mesmo em cenários muito otimistas, parece irreal esperar que o custo nivelado do hidrogênio verde da planta estudada seja mais competitivo que outras rotas de produção mais baratas. No entanto, é possível considerar uma hipótese de aumento de competitividade da rota verde, levando em consideração a tendência de creditação de carbono, em que rotas com maiores emissões de CO<sub>2</sub> seriam penalizadas.

#### 4.5.3 Análise de sensibilidade em relação à parâmetros financeiros (Taxa de Juros e Estrutura de Capital)

Como último passo, foram avaliadas hipóteses de estrutura de capital para a planta, variando o percentual do investimento fixo que seria financiado, em três cenários de taxa de juros, conforme apresentado na Tabela 24. Assim, a estrutura de capital foi analisada em percentuais de financiamento que variam de 0%, ou seja, a totalidade do investimento fixo vindo de capital próprio, até 100% deste valor sendo financiado. Já para as taxas de juros, o valor intermediário corresponde aos juros do cenário base avaliado, tendo como referência a linha de financiamento do BNDES para projetos de baixo carbono. O cenário mais pessimista de juros corresponde ao valor da taxa Selic em 14 de dezembro de 2023 (BCC, 2023), e o valor de 6,5% é um valor hipotético considerando melhorias na economia e maiores incentivos a projetos sustentáveis.

Tabela 24 - Análise de sensibilidade financeira para capacidade de eletricidade 50%

		TIR		
		Taxa de Juros		
		6,50%	10,96%	11,75%
Financiamento %	0%	4%	4%	4%
	25%	4%	4%	4%
	50%	4%	3%	3%
	75%	4%	3%	2%
	100%	4%	1%	1%

Fonte: Elaboração própria

Como já concluído nas análises anteriores, relacionadas a questões de avanço tecnológico e operação da planta, o cenário base não se mostra atrativo a não ser que esses avanços se concretizem. Dessa forma, mesmo em cenários de taxa de juros otimistas, o projeto não apresenta competitividade, concluindo pela Tabela 24 que, em qualquer cenário, a TIR apresenta valores muito abaixo da TMA estabelecida em 14%. Dessa forma, foi feito o mesmo exercício para o cenário de operação da planta considerando 100% de disponibilidade da fonte de energia, conforme apresentado na Tabela 25 e também o mesmo estudo considerando capacidade de eletricidade mantida em 50% mas com redução de 60% do preço do eletrolisador, apresentado na Tabela 26.

Tabela 25 - Análise de sensibilidade financeira para capacidade de eletricidade 100%

		TIR		
		Taxa de Juros		
		6,50%	10,96%	11,75%
% Financiamento	0%	14%	14%	14%
	25%	16%	15%	15%
	50%	18%	17%	17%
	75%	23%	20%	19%
	100%	42%	28%	27%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 26 - Análise de sensibilidade financeira considerando redução de 60% do preço do eletrolisador

		TIR		
		Taxa de Juros		
		6,50%	10,96%	11,75%
% Financiamento	0%	15%	15%	15%
	25%	16%	16%	16%
	50%	19%	18%	18%
	75%	24%	21%	21%
	100%	46%	31%	29%

Fonte: Elaboração própria

Os resultados da variação do financiamento nos 3 cenários de taxa de juros estudados apresentados na Tabela 25 e na Tabela 26, demonstram que o projeto apresenta maior atratividade quanto maior for seu financiamento, além de apresentar melhorias significativas na TIR para o cenário 100% financiado e com taxa de juros de 6,5%. Este cenário otimista sugere que, com uma melhoria na economia, indicando um cenário mais propício para o financiamento no geral, ou com maiores incentivos a projetos sustentáveis, com linhas de financiamento a juros mais baixos, o projeto pode apresentar maior competitividade. No entanto, vale ressaltar que essa maior competitividade está necessariamente atrelada às melhorias de operação da planta, em um cenário que desconsidera a intermitência da fonte de energia, ou a avanços tecnológicos, refletidos na redução dos investimentos no principal equipamento da planta, o eletrolisador.

## 5 CONCLUSÕES

O objetivo principal deste estudo foi conduzir uma análise de pré-viabilidade econômica e financeira de uma planta de hidrogênio por eletrólise da água dessalinizada do mar, com a produção destinada à demanda deste gás para indústrias das redondezas. Foi proposta a localização da planta no estado da Bahia, mais precisamente na região do polo industrial de Camaçari visando beneficiar-se da demanda das indústrias lá instaladas. Foram desenvolvidos fluxos de caixa descontados para avaliar a viabilidade da planta projetada, tanto no cenário base quanto em outras situações concebidas para análises de sensibilidade. Além disso, foi possível identificar alguns obstáculos e desafios associados ao custo da tecnologia empregada e à intermitência da energia renovável utilizada.

No cenário base deste estudo, considerando uma planta com capacidade instalada de 10.000 kg H<sub>2</sub>/ano, foi calculado um investimento fixo nacionalizado de R\$ 477.406.192,09 do qual R\$ 267.829.560,78 diz respeito ao total das unidades industriais, ou seja, às parcelas de *ISBL* e *OSBL*, sendo o restante considerados outros investimentos para construção da planta. Dentre as instalações industriais, os gastos concentram-se principalmente na unidade de eletrolisador, correspondendo a 61% do investimento com as unidades industriais. Isso se deve ao custo mais elevado dos equipamentos necessários dado que ainda há espaço para avanços tecnológicos no sentido de baratear tal equipamento. Logo em seguida, a estimativa da unidade de tratamento da salmoura proveniente do dessalinizador assume uma responsabilidade significativa, representando 29% dos investimentos estimados. Isso se deve por conta de aproximações conservadoras consideradas no estudo, em que esta unidade foi estimada por meio de correlações encontradas na literatura e não via dados dos equipamentos individuais.

No contexto do cenário base do projeto, os cálculos utilizando o método de fluxo de caixa descontado revelaram um VPL negativo de R\$ -224,12 milhões, acompanhado de uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 3%, a qual é consideravelmente inferior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 14%. Ademais, dado que o VPL foi inferior a zero, não foi viável determinar um valor para o *Payback* Descontado. Tais resultados reforçam um desempenho financeiro consideravelmente desfavorável, evidenciando a inviabilidade do projeto.

Além disso, foi calculado o ponto de nivelamento da planta que ocorre para uma produção de 1.002,40 ton/ano de H<sub>2</sub> verde, comprovando que a capacidade produtiva da planta é superior ao ponto de nivelamento, tendo lucro operacional em todo o período. Nesse sentido, evidencia-se que o que mais contribui para a inviabilidade econômica do projeto, é o grande aporte de capital necessário do investimento para construção da planta.

Foram realizadas análises de sensibilidades que variavam parâmetros a partir do cenário base para verificar o impacto destes na viabilidade do projeto. Tais estudos permitiram concluir que o maior impacto para resultados insatisfatórios, ou seja, TIR menor que TMA, é a capacidade da fonte de energia renovável ou seja, o caráter intermitente que as fontes renováveis têm. Isso é justificado pois ao desconsiderar tal intermitência e estimar que a planta de H<sub>2</sub> receberá 100% de capacidade de eletricidade, o projeto se torna viável mesmo em cenários sem redução de preço de equipamento. Sendo assim, uma das alternativas para tornar o projeto viável é considerar a energia oriunda do grid, tendo, portanto, 100% de capacidade de eletricidade. No entanto, já que o H<sub>2</sub> verde é definido pelo processo oriundo de energia renovável, tal consideração pode descaracterizar seu viés sustentável, uma vez que não é possível assegurar a fonte da eletricidade usada no processo. Contudo, no Brasil 84,8% da energia elétrica ofertada é a partir de fontes renováveis (BNDES, 2021) e é possível negociar diretamente com o gerador pelo Mercado Livre de Energia regulado pela ANEEL assegurando a origem da fonte de energia comprada para abastecer a planta. Nesse sentido, pode-se avaliar que no Brasil a consideração da planta ter a energia proveniente do grid é mais razoável.

Com as análises de sensibilidade, foi possível concluir que outro parâmetro que tem grande impacto na viabilidade é o investimento referente ao eletrolisador. Considerando avanços tecnológicos e a redução do preço do equipamento principal da planta, é possível observar que o projeto se torna viável nas mesmas condições do cenário base quando há uma redução de 60% no valor do eletrolisador, apresentando uma TIR de 18%. Contudo, foi constatado que apesar deste cenário mostrar viabilidade do projeto, somente reduzir o custo do eletrolisador não é suficiente para que custo nivelado de H<sub>2</sub> alcance os baixos custos de outras rotas de produção como a cinza ou azul, tornando-o não competitivo.

O custo nivelado do hidrogênio verde produzido na planta estudada é de USD 6,13/kg H<sub>2</sub>, sendo um valor coerente com as referências encontradas na faixa de USD 4.0-9.0/kg H<sub>2</sub> (IEA 2022). No entanto, quando comparado a outras rotas de produção de hidrogênio, o hidrogênio verde produzido na planta analisada não apresenta competitividade em termos de custo nivelado. Assim, como observado nas análises de sensibilidade do estudo, para que o custo nivelado do H<sub>2</sub> verde em questão seja mais atrativo, são cenários bastante favoráveis, de 80% de redução no custo de energia ou apostas em incentivos ou penalizações por emissão de carbono das rotas de produção.

A tendência de incentivos federais tributários se mostra promissora, a exemplo do Projeto de Lei 2308/23, que, segundo reportagem da AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS

(2023), estende às empresas produtoras de hidrogênio de baixo carbono incentivos tributários previstos na Lei 11.488/07, sendo concedidos suspensão de PIS, Cofins, PIS-Importação e Cofins-Importação na compra ou importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos e de materiais de construção destinados aos projetos de hidrogênio. Segundo a reportagem, será considerado hidrogênio de baixo carbono aquele que, em seu processo produtivo, resultar em valor de emissão de CO<sub>2</sub> menor ou igual a 4 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>. Esses avanços em certificações podem criar cenários mais favoráveis para o desenvolvimento de projetos de plantas de eletrólise para produção de hidrogênio verde.

Como uma limitação do estudo, pode-se mencionar que os dados utilizados são estimativas de estudos recentes, devido à ausência de plantas de hidrogênio verde em escala comercial em operação. Assim, pode haver incertezas nas projeções de investimentos e custos, devido à ausência de um histórico consolidado sobre eficiência operacional e custos realizados.

Além disso, a utilização de diferentes referências para estimar custos de equipamentos introduz incertezas nos resultados. Consultar diretamente os fabricantes em uma etapa mais avançada de viabilidade ou orçamento do projeto poderia proporcionar estimativas mais acuradas e confiáveis. Também foram utilizadas referências de investimento de outras localidades, o que pode limitar a aplicabilidade dos resultados a contextos específicos, considerando as diferenças nas condições de mercado, regulamentações e infraestrutura entre as regiões.

Por fim, este estudo não abrange integralmente a cadeia produtiva do hidrogênio verde, desconsiderando processos secundários, como o tratamento da água residual da dessalinização e etapas finais de transporte e armazenamento, que podem ser acrescentadas a depender da aplicação do H<sub>2</sub> produzido.

Como sugestão para trabalhos futuros, são apontadas três linhas de estudo. A primeira diz respeito à aplicação do hidrogênio verde produzido. Assim, seria interessante avaliar uma aplicação com maior valor agregado, justificando seu maior custo e investimento, como por exemplo, um hidrogênio verde utilizado para substituição de combustíveis fósseis em cadeias de difícil descarbonização, como a de aviação.

A segunda proposta para trabalhos futuros diz respeito aos limites estabelecidos no processo, sendo interessante a avaliação de avanços tecnológicos e dificuldades nas etapas de armazenamento e transporte do hidrogênio produzido, que passam a ser etapas importantes em aplicações para o uso do hidrogênio como combustível. Por fim, sugere-se um estudo mais aprofundado de comparação das diferentes rotas de produção de hidrogênio, levando em

consideração movimentações recentes no mercado de taxação de emissões de carbono, de forma a entender a real competitividade de rotas mais sustentáveis nesse cenário global de incentivos à descarbonização.

## 6 REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS. **Câmara aprova certificação e incentivos para hidrogênio com baixa emissão de carbono - Notícias**. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/1020557-camara-aprova-certificacao-e-incentivos-para-hidrogenio-com-baixa-emissao-de-carbono>>. Acesso em: 25 dez. 2023.
- AGENCIA GOV. **Programa Nacional do Hidrogênio reforça estratégia do Brasil para liderar a transição energética**. Disponível em: <<https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202312/programa-nacional-do-hidrogenio-reforca-estrategia-do-brasil-para-liderar-a-transicao-energetica>>. Acesso em: 9 jan. 2024.
- AJANOVIC, A.; SAYER, M.; HAAS, R. The Economics and the Environmental Benignity of Different Colors of Hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 57, 4 mar. 2022.
- ANDERSSON, J.; GRÖNKVIST, S. Large-scale storage of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 23, p. 11901–11919, maio 2019.
- AZINHEIRA, G.; SEGURADO, R.; COSTA, M. Is Renewable Energy-Powered Desalination a Viable Solution for Water Stressed Regions? A Case Study in Algarve, Portugal. **Energies**, v. 12, n. 24, p. 4651, 7 dez. 2019.
- BADRA, M. **Bahia terá projeto de hidrogênio verde em escala industrial**. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/bahia-tera-projeto-de-hidrogenio-verde-em-escala-industrial/>>. Acesso em: 1 nov. 2023.
- BANCO CENTRA DO BRASIL. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/cotacoestodas>>. Acesso em: 9 jan. 2024.
- BANCO CENTRAL. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Expectativas de Mercado 24 de novembro de 2023**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em: 4 dez. 2023.
- BARTLETT, J.; KRUPNICK, A. **Investment Tax Credits for Hydrogen Storage Hydrogen in the Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act of 2019 Benefits for Hydrogen for Energy Storage**. [s.l: s.n.]. Acesso em: 8 jan. 2024.
- BERTUCCIOLI, L. et al. **Development of Water Electrolysis in the European Union Final Report Fuel cells and hydrogen Joint undertaking E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking**. [s.l: s.n.]. Acesso em: 15 nov. 2023.
- BESWICK, R. R.; OLIVEIRA, A. M.; YAN, Y. Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem? **ACS Energy Letters**, v. 6, n. 9, p. 3167–3169, 17 ago. 2021.
- BNDES. **Guia Do Financiamento**. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/taxa-de-juros>>. Acesso em: 3 dez. 2023.

**BNDES. POR UM FUTURO SUSTENTÁVEL BNDES + ENERGIAS RENOVÁVEIS.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/export/sites/default/.galleries/downloadgallery/POR-UM-FUTURO-SUSTENTAVEL-BNDES-ENERGIAS-RENOVAVEIS-03-11.pdf>>. Acesso em: 11 jan. 2024.

**BNDES. Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa.** [s.l: s.n.]. Acesso em: 14 set. 2023.

BRANNOCK, M.; DAGG, B.; BROWN, L. Navigating water's role in the green hydrogen economy. [s.l.] GHD, 15 fev. 2023.

BREEZE, P. Hydrogen Energy Storage. **Power System Energy Storage Technologies**, p. 69–77, 2018.

BURGEES, J. **Blue hydrogen 20% worse for GHG emissions than natural gas in heating: study.** Disponível em: <<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/081221-blue-hydrogen-20-worse-for-ghg-emissions-than-natural-gas-in-heating-study>>.

CALDERA, U.; BREYER, C. Learning Curve for Seawater Reverse Osmosis Desalination Plants: Capital Cost Trend of the Past, Present, and Future. **Water Resources Research**, v. 53, n. 12, p. 10523–10538, dez. 2017.

CENTER ON GLOBAL ENERGY POLICY AT COLUMBIA UNIVERSITY. **Demystifying Electrolyzer Production Costs - Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA | CGEP %.** Disponível em: <<https://www.energypolicy.columbia.edu/demystifying-electrolyzer-production-costs/>>.

CESA/UFRJ. **Energia solar e eólica atingem pela 1ª vez no Brasil preço de contratação mais baixo que hídrica.** Disponível em: <<http://www.saneamento.poli.ufrj.br/index.php/br/noticias/512-energia-solar-e-eolica-atingem-pela-1-vez-no-brasil-preco-de-contratacao-mais-baixo-que-hidrica>>. Acesso em: 26 out. 2023.

CHANDLER, D. **Turning Desalination Waste into a Useful Resource.** Disponível em: <<https://news.mit.edu/2019/brine-desalination-waste-sodium-hydroxide-0213>>.

CHAUVEL, A.; LEFEBVRE, G. **Petrochemical Processes....** [s.l.] Editions OPHRYS, 2001.

CLEAN HYDROGEN PARTNERSHIP. **Hydrogen Cost and Sales Prices | H2Valleys.** Disponível em: <<https://h2v.eu/analysis/statistics/financing/hydrogen-cost-and-sales-prices>>. Acesso em: 10 dez. 2023.

COELBA. **Atlas do Potencial Eólico ESTADO da BAHIA.** [s.l: s.n.]. Acesso em: 31 out. 2023.

COGNITIO CONSULTORIA. **Relatório 2 - Caracterização e potencial de produção nacional dos principais componentes da cadeia produtiva de H2V.** Brasília - DF, Brasil: H2Brasil - Expansão do Hidrogênio Verde Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, maio 2023.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL PERSPECTIVAS E POTENCIAL PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA**. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<[https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer\\_public/e8/29/e829e13b-ba12-4a76-9fe2-a60116e76d7d/hidrogenio\\_sustentavel\\_web.pdf](https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/e8/29/e829e13b-ba12-4a76-9fe2-a60116e76d7d/hidrogenio_sustentavel_web.pdf)>.

CONTRERAS, A.; POSSO, F.; NEJATVEZIROGLU, T. Modeling and simulation of the production of hydrogen using hydroelectricity in Venezuela. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 32, n. 9, p. 1219–1224, jun. 2007.

COPA, R.; TUNA, C.; SILVEIRA, J. **AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA INCORPORAÇÃO DE CICLOS COMBINADOS ASSOCIADOS À GASEIFICADORES DE LEITO FLUIDIZADO CIRCULANTE NO SETOR SUCROALCOOLEIRO**. UNESP: [s.n.].

CORREA, G. et al. Evaluation of levelized cost of hydrogen produced by wind electrolysis: Argentine and Italian production scenarios. **Journal of Energy Storage**, v. 52, p. 105014, 15 ago. 2022.

CVM. **COMITÊ DE PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS PRONUNCIAMENTO TÉCNICO CPC 27**. Disponível em:

<[https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/CPC\\_27\\_rev\\_12.pdf](https://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/menu/regulados/normascontabeis/cpc/CPC_27_rev_12.pdf)>.

DAPHNIS, T.; DA, S. **FEA-RP/USP Matemática Financeira Sistemas de Amortização**. [s.l: s.n.]. Acesso em: 10 dez. 2023.

DAWOOD, F.; ANDA, M.; SHAFIULLAH, G. M. Hydrogen Production for energy: an Overview. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, n. 7, p. 3847–3869, fev. 2020.

DE CASTRO, N. et al. **A economia do hidrogênio: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil**. Brasil: Energy Assest do Brasil, GESEL/UFRJ e PUC - Rio, 2023.

DE KLEIJNE, K. et al. The many greenhouse gas footprints of green hydrogen. **Sustainable Energy & Fuels**, v. 6, n. 19, p. 4383–4387, 2022.

EICHLER, P. et al. BIOMETHANOL PRODUCTION VIA GASIFICATION OF LIGNOCELLULOSIC BIOMASS. **Química Nova**, 2015.

ENDLER, L. **AVALIAÇÃO DE EMPRESAS PELO MÉTODO DE FLUXO DE CAIXA DESCONTADO E OS DESVIOS CAUSADOS PELA UTILIZAÇÃO DE TAXAS DE DESCONTO INADEQUADAS**. [s.l: s.n.]. Acesso em: 26 nov. 2023.

EPBR. **Hidrogênio verde: 10 projetos promissores em desenvolvimento no Brasil**.

Disponível em: <<https://epbr.com.br/hidrogenio-verde-conheca-10-projetos-promissores-em-desenvolvimento-no-brasil/>>.

EPBR. **Unigel amplia projeto de hidrogênio verde na Bahia para US\$ 1,5 bilhão**.

Disponível em: <<https://epbr.com.br/unigel-amplia-projeto-de-hidrogenio-verde-na-bahia-e-preve-us-15-bilhao/>>. Acesso em: 9 jan. 2024.

EPE. **Bases Para a Consolidação Da Estratégia Brasileira Do Hidrogênio**. [s.l.] GOVERNO FEDERAL MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA MME , 23 fev. 2021a. Acesso em: 19 set. 2023.

EPE. **Financing the Energy Transition in Brazil: instruments and funding sources August 2021| Technical report**. [s.l: s.n.]. Acesso em: 10 dez. 2023.

EPE. Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural. **NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/01/2022**, p. 24, 2022.

EQUIPE SANTANDER. **Tabela SAC e Price: Quais as Diferenças e Qual escolher?** Disponível em: <<https://www.santander.com.br/blog/tabela-price-sac>>. Acesso em: 10 dez. 2023.

EUROPEAN COMMISSION. **Hydrogen**. Disponível em: <[https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en)>.

EVARISTO DA SILVA, M. **Análise termoquímica de reformador de etanol produção de hidrogênio para acionamento de uma célula a combustível do tipo PEM de 1Kw**. Dissertação (Mestrado)—Universidade Estadual Paulista : [s.n.].

FUTURE FUELS. **Largest green hydrogen projects in the world**. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/largest-green-hydrogen-projects-world-futurefuels/>>. Acesso em: 24 ago. 2023.

GARCÍA, L. Hydrogen production by steam reforming of natural gas and other nonrenewable feedstocks. **Compendium of Hydrogen Energy**, p. 83–107, 2015.

GAS ENERGY. **O hidrogênio na jornada da transição energética – Gas Energy**. Disponível em: <<https://gasenergy.com.br/o-hidrogenio-na-jornada-da-transicao-energetica/>>.

GHD. **Webinar 3: Water supply for green hydrogen**. Disponível em: <[https://player.vimeo.com/video/805977335?h=f1de5509c1&badge=0&autopause=0&player\\_id=0&app\\_id=58479](https://player.vimeo.com/video/805977335?h=f1de5509c1&badge=0&autopause=0&player_id=0&app_id=58479)>. Acesso em: 21 set. 2023.

GOMES DE AZEVEDO, A. et al. **Energia para a Bahia em 2030 Sumário**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[https://cienciasbahia.org.br/webinarios/wp-content/uploads/2022/05/acb\\_GT\\_energia.pdf](https://cienciasbahia.org.br/webinarios/wp-content/uploads/2022/05/acb_GT_energia.pdf)>. Acesso em: 31 out. 2023.

GOV.BR. **Realizado Leilão de Energia Nova A-5 com R\$ 6,6 bilhões negociados em contratos de venda**. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/10/realizado-leilao-de-energia-nova-a-5-com-r-6-6-bilhoes-negociados-em-contratos-de-venda>>.

**Governo apresenta metas do programa nacional do hidrogênio (PNH2)**. Disponível em: <<https://epbr.com.br/governo-apresenta-metas-do-programa-nacional-do-hidrogenio-setor-reage-com-cautela/#:~:text=consolidar%20o%20Brasil%20como%20o>>. Acesso em: 20 ago. 2023.

GUPTA, R. B. **Hydrogen fuel : production, transport, and storage**. Boca Raton, Fla.: Crc Press, 2008. p. 6–8

HINKLEY, J. et al. **Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis Ayako Matsumoto (Mitsui Global Strategic Studies Institute) Report to ARENA as part of Solar Fuels Roadmap, Project A-3018 CSIRO ENERGY.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://arena.gov.au/assets/2016/05/Assessment-of-the-cost-of-hydrogen-from-PV.pdf>>.

IBERDROLA. **Diferença entre hidrogênio verde e azul - Iberdrola.** Disponível em: <<https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/hidrogenio-verde/diferen%C3%A7a-hidrogenio-verde-azul#:~:text=O%20hidrog%C3%AAnio%20rosa%20usa%20eletricidade>>. Acesso em: 20 ago. 2023.

IEA. **The Future of Hydrogen Seizing today's opportunities J u n e 2 0 1 9.** [s.l.: s.n.]. Acesso em: 14 set. 2023.

IEA. **Technology Perspectives Energy Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions.** [s.l.] International Energy Agency, set. 2020. Disponível em: <[https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS\\_in\\_clean\\_energy\\_transitions.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf)>.

IEA. **Global Hydrogen Review 2022.** Paris: IEA, set. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>>. Acesso em: 14 set. 2023.

IRENA. **GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS CLIMATE GOAL H 2 O 2.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)>.

JACOBSEN, R. T. et al. Current Status of Thermodynamic Properties of Hydrogen. **International Journal of Thermophysics**, v. 28, n. 3, p. 758–772, 17 ago. 2007.

JARADAT, M. et al. Potential of Producing Green Hydrogen in Jordan. **Energies**, v. 15, n. 23, p. 9039, 29 nov. 2022.

JOVAN, D. J.; DOLANC, G. Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions. **Energies**, v. 13, n. 24, p. 6599, 14 dez. 2020.

KELMAN, R. et al. Can Brazil Become a Green Hydrogen Powerhouse? **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 08, n. 11, p. 21–32, 2020.

KPMG. **How to evaluate the cost of the green hydrogen business case? Assessing green hydrogen production costs.** [s.l.: s.n.]. Acesso em: 15 nov. 2023.

LEÓN, M. et al. A Techno-Economic Study for Off-Grid Green Hydrogen Production Plants: The Case of Chile. **Energies**, v. 16, n. 14, p. 5327, 12 jul. 2023.

LEPAGE, T. et al. Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. **Biomass and Bioenergy**, v. 144, p. 105920, jan. 2021.

- LISBOA, C. **O Nordeste na liderança da transição energética**. Disponível em: <<https://oeco.org.br/reportagens/o-nordeste-na-lideranca-da-transicao-energetica/#comments>>. Acesso em: 1 nov. 2023.
- LOPES BORGES, J.; MACH QUEIROZ, E.; PELLEGRINI PESSOA, F. L. **Minimização do uso de hidrogênio na indústria do petróleo**. [s.l.] Publit Soluções Editoriais, [s.d.].
- LORA, E. E. S. et al. **Gaseificação e pirólise para conversão da biomassa em eletricidade e biocombustíveis**. [s.l: s.n.]. v. 1p. 411–498
- M AHLSTROM, J. **Renewable Hydrogen Production from Biomass**. [s.l.] European Technology and Innovation Platform, 2020.
- MACEDO, S. F.; PEYERL, D. Prospects and economic feasibility analysis of wind and solar photovoltaic hybrid systems for hydrogen production and storage: A case study of the Brazilian electric power sector. **International Journal of Hydrogen Energy**, fev. 2022.
- MCKINSEY&COMPANY. **Green Hydrogen: an opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world | McKinsey**. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-opportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>>.
- MIDILLI, A. et al. A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and Opportunities. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 50, p. 25385–25412, jul. 2021.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) Plano Trienal 2023-2025**. , 16 ago. 2023.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA . **Programa Nacional Do Hidrogênio (PNH2)**. , jun. 2021.
- MOMIRLAN, M.; VEZIROGLU, T. N. **The properties of hydrogen as fuel tomorrow in sustainable energy system for a cleaner planet**. 7. ed. [s.l.] International Journal of Hydrogen Energy, 2005. v. 30p. 795–802
- NACFE. **Electric Trucks – North American Council for Freight Efficiency**. Disponível em: <<https://nacfe.org/research/electric-trucks/>>.
- NEWBOROUGH, M.; COOLEY, G. Green hydrogen: water use implications and opportunities. **Fuel Cells Bulletin**, v. 2021, n. 12, p. 12–15, 1 dez. 2021.
- Nicholson, Scott, and Garvin Heath. 2021. "Life Cycle Emissions Factors for Electricity Generation Technologies." NREL Data Catalog. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Última atualização: Setembro 16, 2022. DOI: 10.7799/1819907
- OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. **Hydrogen Production Processes**. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-processes>>.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. **Hydrogen Storage**. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage#:~:text=Hydrogen%20can%20be%20stored%20physically>>.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. **Program Plans, Roadmaps, and Vision Documents : DOE Hydrogen Program**. Disponível em: <[https://www.hydrogen.energy.gov/roadmaps\\_vision.html](https://www.hydrogen.energy.gov/roadmaps_vision.html)>.

PAULO HENRIQUE PÊGAS. **Manual de contabilidade tributária**. 9. ed. São Paulo: GEN, 2018. p. 314–319

PENEV, M. **Techno-Economic Modelling with H2A and H2FAST**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75588.pdf>>. Acesso em: 25 dez. 2023.

PETERS, M. S.; TIMMERHAUS, K. D.; WEST, R. E. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers**. [s.l.] Science Typographers. Inc, 2003.

PWC. **Green hydrogen economy - predicted development of tomorrow**. Disponível em: <<https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>>.

RAMESH, M. **India's first biomass-based hydrogen plant coming up in MP**. Disponível em: <<https://www.thehindubusinessline.com/news/national/indias-first-biomass-based-hydrogen-plant-coming-up-in-mp/article64997164.ece>>. Acesso em: 21 set. 2023.

RANDOLPH NORRIS SHREVE; BRINK, J. A. **Indústrias de processos químicos**. Rio De Janeiro (Rj): Guanabara Koogan, 1997. p. 81

**Resolução institui o Programa Nacional do Hidrogênio**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/resolucao-institui-o-programa-nacional-do-hidrogenio>>.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE. **Hydrogen's Decarbonization Impact for Industry Near-term challenges and long-term potential**. [s.l: s.n.]. Acesso em: 26 out. 2023.

RODRIGUES, A.; SANTANA, R. **Siderúrgica inicia projeto para dessalinizar água do mar e usar na produção industrial, no ES**. Disponível em: <<https://g1.globo.com/es/espírito-santo/noticia/2019/01/18/siderurgica-inicia-projeto-para-dessalinizar-agua-do-mar-e-usar-na-producao-industrial-no-es.ghtml>>. Acesso em: 26 out. 2023.

SAULNIER, R. et al. **Water for the Hydrogen Economy**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://watersmartsolutions.ca/wp-content/uploads/2020/12/Water-for-the-Hydrogen-Economy-WaterSMART-Whitepaper-November-2020.pdf>>.

SEBRAE. Brasil é um dos mais competitivos na produção de hidrogênio verde. **INOVAÇÃO | INICIATIVA SUSTENTÁVEL**, 13 fev. 2023.

SEBRAE. **Entenda o que é Demonstração de Resultados do Exercício (novo)**. Disponível em: <<https://sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/entenda-o-que-e-demonstracao-de-resultados-do-exercicio-novo,3157d181c0ed0510VgnVCM1000004c00210aRCRD>>.

SOUZA, M. **Tecnologia do Hidrogênio**. 1<sup>a</sup>. ed. 41-48: Synergia Editora, 2009.

SPEPRLORZI, L. **Technical-economic feasibility analysis of green hydrogen production in Patagonia and transport to Italy for the decarbonisation of the steel industry**. Tese de Mestrado—Politecnico di Torino : [s.n.].

SQUADRITO, G.; NICITA, A.; MAGGIO, G. A size-dependent financial evaluation of green hydrogen-oxygen co-production. **Renewable Energy**, v. 163, p. 2165–2177, jan. 2021.

STATISTA. **Global Green Hydrogen Projects Selling Prices 2021**. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/1260117/projected-selling-prices-of-large-scale-hydrogen-green-projects/>>.

SUBRAMANI, V.; BASILE, A.; VEZIROGLU, T. N. **Compendium of Hydrogen Energy : Hydrogen Production and Purification**. Cambridge: Elsevier Science, 2015. p. 3–19

THREFALL, R. **National hydrogen strategies - KPMG Global**. Disponível em: <<https://kpmg.com/xx/en/home/insights/2021/08/national-hydrogen-strategies.html#:~:text=Two%20years%20later%2C%20more%20than>>. Acesso em: 20 ago. 2023.

TOMALSQUIM, M. **Mecanismo para a Integração das Energias Renováveis Intermitentes: Armazenamento**. Disponível em: <<https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1223>>. Acesso em: 14 set. 2023.

TOTH, A. J. Modelling and Optimisation of Multi-Stage Flash Distillation and Reverse Osmosis for Desalination of Saline Process Wastewater Sources. **Membranes**, v. 10, n. 10, p. 265, 28 set. 2020.

TOWLER, G. P.; SINNOTT, R. K. **Chemical engineering design : principles, practice, and economics of plant and process design**. 2nd. ed. Boston, Ma: Butterworth-Heinemann, 2013.

TRACTEBEL; HINICIO; HINICIO ENGIE. **EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS**. Bélgica: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), jun. 2017.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY HYDROGEN PROGRAM. **Assumptions and Ground Rules**. Disponível em: <<https://www.hydrogen.energy.gov/program-areas/systems-analysis/h2a-analysis/h2a-production/h2a-prod-rules>>. Acesso em: 25 dez. 2023.

**U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap**. , jun. 2023.

UNFCCC. **The Paris Agreement**. Disponível em: <<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>>.

US DEPARTMENT OF ENERGY. **At COP28, Countries Launch Declaration of Intent on Clean Hydrogen**. Disponível em: <<https://www.energy.gov/articles/cop28-countries-launch-declaration-intent-clean-hydrogen>>.

VICKERS, J. et al. **DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record Title: Cost of Electrolytic Hydrogen Production with Existing Technology**. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/20004-cost-electrolytic-hydrogen-production.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2023.

VIOLA, L. **ESTUDO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ELETROLÍTICO a PARTIR DE FONTES EÓLICA, SOLAR E HIDRELÉTRICA**. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica)—Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá: [s.n.].

WOODS, P.; BUSTAMANTE, H.; AGUEY-ZINSOU, K.-F. The hydrogen economy - Where is the water? **Energy Nexus**, v. 7, p. 100123, set. 2022.

YU, M.; WANG, K.; VREDENBURG, H. Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 41, maio 2021.

## APÊNDICE A – Demonstração dos Resultados do Exercício (DRE) no cenário base (Valores em R\$ milhões)

Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>= Receita Líquida</b>	-	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3
<b>(-) Custo de Produção</b>	-	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	122,8	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3
<i>Custo Variável</i>	-	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8
<i>Custo Fixo</i>	-	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	79,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
<b>= Lucro operacional Bruto</b>	-	<b>52,0</b>	<b>-13,5</b>	<b>52,0</b>																	
<b>(-) Despesas operacionais</b>	-	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
<b>= Lucro operacional (EBITDA)</b>	-	<b>47,8</b>	<b>-17,7</b>	<b>47,8</b>																	
<i>Margem EBITDA (%)</i>	-	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	-16%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%
<b>(-) Despesas Fin. (juros)</b>	-	20,9	18,8	16,8	14,7	12,6	10,5	8,4	6,3	4,2	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>(-) Depreciação contábil</b>	-	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
<b>= Lucro antes do IR</b>	-	<b>3,0</b>	<b>5,1</b>	<b>7,2</b>	<b>9,2</b>	<b>11,3</b>	<b>13,4</b>	<b>15,5</b>	<b>17,6</b>	<b>19,7</b>	<b>-43,7</b>	<b>23,9</b>									
<b>(-) IR/CSLL (34%)</b>	-	1,0	1,7	2,4	3,1	3,9	4,6	5,3	6,0	6,7	-	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	7,7	8,1	8,1	8,1
<b>= Lucro depois do IR</b>	-	<b>2,0</b>	<b>3,3</b>	<b>4,7</b>	<b>6,1</b>	<b>7,5</b>	<b>8,9</b>	<b>10,2</b>	<b>11,6</b>	<b>13,0</b>	<b>-43,7</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>16,2</b>	<b>15,8</b>	<b>15,8</b>	<b>15,8</b>

## APÊNDICE B – Fluxo de Caixa Descontado para o cenário base (Valores em R\$ milhões)

Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Entradas (R\$ MM)</b>																					
Receita Líquida	-	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3
Financiamento	191,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital de Giro recuperado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,5
<b>Total Entradas</b>	<b>191,0</b>	<b>109,3</b>	<b>152,8</b>																		
<b>Saídas (R\$ MM)</b>																					
Custos Fixos	0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	79,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Custos Variáveis	0	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8
Despesas	0	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Investimento Fixo	477,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital de Giro	43,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização	-	23,9	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros	-	26,2	20,9	18,8	16,8	14,7	12,6	10,5	8,4	6,3	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Imposto (IR)	-	-	1,0	1,7	2,4	3,1	3,9	4,6	5,3	6,0	-	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	7,9	8,1	8,1	8,1
<b>Total Saídas</b>	<b>520,9</b>	<b>102,5</b>	<b>101,1</b>	<b>99,8</b>	<b>98,4</b>	<b>97,0</b>	<b>95,6</b>	<b>94,2</b>	<b>92,9</b>	<b>91,5</b>	<b>148,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>69,4</b>	<b>69,6</b>	<b>69,6</b>	<b>69,6</b>
<b>FC (R\$ MM)</b>	<b>-330,0</b>	<b>6,7</b>	<b>8,1</b>	<b>9,5</b>	<b>10,9</b>	<b>12,3</b>	<b>13,6</b>	<b>15,0</b>	<b>16,4</b>	<b>17,8</b>	<b>-38,9</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>39,9</b>	<b>39,6</b>	<b>39,6</b>	<b>83,2</b>
<b>VPL (R\$ MM)</b>	<b>-330,0</b>	<b>5,9</b>	<b>6,2</b>	<b>6,4</b>	<b>6,4</b>	<b>6,4</b>	<b>6,2</b>	<b>6,0</b>	<b>5,8</b>	<b>5,5</b>	<b>-10,5</b>	<b>10,0</b>	<b>8,7</b>	<b>7,7</b>	<b>6,7</b>	<b>5,9</b>	<b>5,2</b>	<b>4,3</b>	<b>3,7</b>	<b>3,3</b>	<b>6,1</b>

## APÊNCIDE C - Fluxo de Caixa Descontado para o cenário base sem financiamento (Valores em R\$ milhões)

Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Entradas (R\$ MM)</b>																					
Receita Líquida	-	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3	109,3
Capital de Giro recuperado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,5
<b>Total Entradas</b>	<b>-</b>	<b>109,3</b>	<b>152,8</b>																		
<b>Saídas (R\$ MM)</b>																					
Custos Fixos	-	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	79,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Custos Variáveis	-	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8
Despesas	-	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Investimento Fixo	477,4																				
Capital de Giro	43,5																				
Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Imposto (IR)	-	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	-	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	6,2	8,1	8,1	8,1	8,1
<b>Total Saídas</b>	<b>520,9</b>	<b>69,6</b>	<b>127,0</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,2</b>	<b>67,7</b>	<b>69,6</b>	<b>69,6</b>	<b>69,6</b>	<b>69,6</b>								
<b>FC (R\$MM)</b>	<b>-520,9</b>	<b>39,6</b>	<b>-17,7</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>42,1</b>	<b>41,6</b>	<b>39,6</b>	<b>39,6</b>	<b>39,6</b>	<b>83,2</b>								
<b>VPL (R\$MM)</b>	<b>-520,9</b>	<b>34,8</b>	<b>30,5</b>	<b>26,8</b>	<b>23,5</b>	<b>20,6</b>	<b>18,1</b>	<b>15,8</b>	<b>13,9</b>	<b>12,2</b>	<b>-4,8</b>	<b>10,0</b>	<b>8,7</b>	<b>7,7</b>	<b>6,7</b>	<b>5,9</b>	<b>5,1</b>	<b>4,3</b>	<b>3,7</b>	<b>3,3</b>	<b>6,1</b>