



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

CENTRO DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WALTER VIANA DE SOUSA

***H2CALCULATOR*: UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE
SENSIBILIDADE E VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO RENOVÁVEL CONECTADA À REDE ELÉTRICA**

FORTALEZA

2025

WALTER VIANA DE SOUSA

H2CALCULATOR: UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE
SENSIBILIDADE E VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO
RENOVÁVEL CONECTADA À REDE ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientadora: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory.

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S698h Sousa, Walter Viana de.
H2Calculator: : uma ferramenta computacional para análise de sensibilidade e viabilidade econômica da produção de hidrogênio renovável conectada à rede elétrica. / Walter Viana de Sousa. – 2025.
126 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.
Coorientação: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory.
1. produção de hidrogênio. 2. análise técnico-econômica. 3. eletrólise. 4. LCOH. 5. ferramenta computacional. I. Título.

CDD 621.3

WALTER VIANA DE SOUSA

H2CALCULATOR: UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE
SENSIBILIDADE E VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO
RENOVÁVEL CONECTADA À REDE ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 29/10/2025.

BANCA EXAMINADORA

Profª. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profª. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory (Coorientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Domenico Sgrò
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Bruno de Athayde Prata
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família. A todos que acreditam na ciência como instrumento de mudança.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, por sempre me apoiar em toda minha jornada, por todo o carinho e por compreender os momentos em que não pude estar presente. Só cheguei até aqui porque tive uma mãe que me mostrou, desde o ensino pré-escolar, que a educação deve estar sempre em primeiro lugar. Obrigado por me incentivar e acreditar em mim.

À minha irmã Edilaine Viana, que é uma das minhas maiores inspirações na vida. Sua determinação, coragem e inteligência sempre foram motivo de orgulho para mim. Talvez eu não tivesse saído do interior para a capital para fazer a graduação e pós-graduação se você não tivesse mostrado o caminho das pedras antes.

Ao meu irmão Valber Viana, por trazer um toque de leveza para os momentos de aflição e por demonstrar sempre seu carinho, proteção e companheirismo.

Ao Christian, por estar comigo todos os dias e me apoiar em minhas decisões. Obrigado por me acalmar nos momentos de desânimo e por trazer alegrias mesmo após períodos de exaustão.

Aos meus amigos de forma geral, que proporcionaram alívio e apoio em meio as preocupações diárias.

À Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão, pela constante disponibilidade em ajudar, pela excelência no ensino e por ser uma referência de competência e dedicação na pesquisa.

À Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory, pelo apoio na minha formação como pesquisador, pelas orientações valiosas e pela disposição em contribuir para meu crescimento acadêmico e para o alcance dos meus objetivos.

Aos professores participantes da banca examinadora pelo tempo e pela colaboração nas sugestões para aperfeiçoamento do trabalho.

Aos professores e estudantes de doutorado, mestrado e graduação do GREI, pela contribuição valorosa nos trabalhos desenvolvidos em conjunto.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à Fundação Cearense de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FUNCAP), pelo apoio financeiro com a manutenção de bolsas de auxílio.

À Universidade Federal do Ceará, por fornecer uma estrutura que possibilitasse a continuidade de minha carreira acadêmica.

"Os filósofos têm apenas interpretado o mundo de maneiras diferentes; a questão, porém, é transformá-lo" (Karl Marx)

RESUMO

As mudanças climáticas e a busca pela descarbonização têm recebido atenção crescente, uma vez que o crescimento econômico pode gerar impactos ambientais significativos. Nesse cenário, o hidrogênio renovável emerge como um vetor energético estratégico, fundamental para a descarbonização de diversos setores produtivos. O hidrogênio renovável apresenta ampla aplicabilidade e o Brasil, especialmente o estado do Ceará, possui um elevado potencial para projetos nessa área devido à vasta disponibilidade de recursos renováveis. Entretanto, a viabilidade desses empreendimentos depende crucialmente de aspectos técnico-econômicos, e não apenas de fatores naturais. Observa-se, contudo, uma carência de ferramentas capazes de fornecer análises econômicas parametrizadas. Neste contexto, este trabalho tem o objetivo de propor o *H2Calculator*, uma ferramenta computacional desenvolvida em linguagem Python, destinada à análise financeira preliminar para a prospecção de projetos de produção de hidrogênio conectados à rede elétrica. A ferramenta incorpora custos de eletrólise (tecnologias PEM e alcalina), suprimento de água (CAGECE, COGERH e dessalinizada) e aquisição de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), permitindo determinar indicadores como Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e payback descontado para o projeto avaliado. Foram simulados dez cenários distintos no *H2Calculator*, dos quais quatro foram analisados em detalhe. No cenário de referência, com produção anual de 1.000.000 kg de H₂, tecnologia PEM, água da CAGECE e tarifa de compra de energia de R\$ 163,43/MWh, obteve-se um LCOH de R\$ 23,94/kg, com payback de 23,8 anos, além de VPL e TIR positivos. A análise comparativa com os demais cenários revelou que os custos com eletricidade representam o fator mais impactante na composição do LCOH, seguidos pelo CAPEX dos eletrolisadores, enquanto os custos com água tiveram impacto marginal. A consistência do modelo foi validada pela comparação com estudos de referência. Assim, o *H2Calculator* se estabelece como um instrumento valioso para subsidiar a tomada de decisão e fomentar o investimento em hidrogênio renovável.

Palavras-chave: produção de hidrogênio; análise técnico-econômica; eletrólise; LCOH; ferramenta computacional.

ABSTRACT

Climate change and the pursuit of decarbonization have received increasing attention, as economic growth can generate significant environmental impacts. In this context, renewable hydrogen emerges as a strategic energy vector, fundamental for the decarbonization of several productive sectors. Renewable hydrogen presents broad applicability, and Brazil, particularly the state of Ceará, has high potential for projects in this area due to its vast availability of renewable resources. However, the feasibility of these ventures critically depends on techno-economic aspects rather than solely on natural factors. Nevertheless, there is a lack of tools capable of providing parameterized economic analyses. In this context, this study aims to propose the H2Calculator, a computational tool developed in Python, designed for preliminary financial analysis in the prospecting of hydrogen production projects connected to the power grid. The tool incorporates electrolysis costs (PEM and alkaline technologies), water supply options (CAGECE, COGERH, and desalinated water), and electricity acquisition in the Free Contracting Environment (ACL), allowing the determination of indicators such as the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and discounted payback for the evaluated project. Ten distinct scenarios were simulated using the H2Calculator, four of which were analyzed in detail. In the reference scenario, with an annual production of 1.000.000 kg of H₂, PEM technology, water supplied by CAGECE, and an electricity Purchase tariff of R\$ 163,43/MWh, an LCOH of R\$ 23,94/kg was obtained, with a payback period of 23,8 years, as well as positive NPV and IRR values. Comparative analysis among the remaining scenarios revealed that electricity costs are the most influential factor in the LCOH composition, followed by the electrolyzer CAPEX, while water costs had a marginal impact. The model's consistency was validated through comparison with reference studies. Thus, the H2Calculator is established as a valuable instrument to support decision-making and promote investment in renewable hydrogen.

Keywords: hydrogen production; techno-economic analysis; electrolysis; LCOH; computational tool.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tipos de hidrogênio classificados por cores	25
Figura 2 – Fluxograma da produção de hidrogênio cinza	27
Figura 3 – Processo de produção do hidrogênio rosa	28
Figura 4 – Esquema do processo de eletrólise para as tecnologias ALK e PEM.	29
Figura 5 – Classificação das principais técnicas de pirólise do metano	31
Figura 6 – Tecnologias para captura de CO ₂	33
Figura 7 – Potenciais aplicações do hidrogênio	35
Figura 8 – Matriz Energética Brasileira e Mundial de 2022	43
Figura 9 – Especificações da versão inicial da certificação de hidrogênio da CCEE	45
Figura 10 – Ilustração do perfil conectado ao SIN com PPA	46
Figura 11 – Ilustração do perfil conectado ao SIN com autoprodução renovável	46
Figura 12 – Ilustração do perfil conectado ao SIN com PPA e autoprodução renovável	47
Figura 13 – Ilustração do perfil desconectado do SIN e com autoprodução renovável	47
Figura 14 – Estimativa de variação do LCOH entre 2025-2050	50
Figura 15 – Calculadora de LCOH do European Hydrogen Observatory	52
Figura 16 – Fluxograma da metodologia aplicada no trabalho	54
Figura 17 – Custo médio de eletrolisadores PEM e ALK entre 2025 e 2030	58
Figura 18 – Representação gráfica do fluxo de caixa e VPL.	68
Figura 19 – Interface da ferramenta de análise técnico-econômica	71
Figura 20 – Opções de tecnologias de eletrólise suportadas pela ferramenta	71
Figura 21 – Campos exigidos quando selecionada "Outra" tecnologia de eletrólise	72
Figura 22 – Opções de fonte de água suportadas pela ferramenta	73
Figura 23 – Comparação de LCOH entre Dantas (2025) e a <i>H2Calculator</i>	77
Figura 24 – Resumo financeiro para o Cenário 1	80
Figura 25 – Composição de custos para o Cenário 1	80
Figura 26 – Payback descontado para o Cenário 1	81
Figura 27 – Análise financeira combinada para o Cenário 1	82
Figura 28 – VPL e TIR para o Cenário 1	82
Figura 29 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 1	83
Figura 30 – Resumo financeiro para o cenário 2	83
Figura 31 – Composição de custos para o Cenário 2	84

Figura 32 – Payback descontado para o Cenário 2	85
Figura 33 – Análise financeira combinada para o Cenário 2	85
Figura 34 – VPL e TIR para o Cenário 2	86
Figura 35 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 2	86
Figura 36 – Resumo financeiro para o Cenário 5	87
Figura 37 – Composição de custos para o Cenário 5	88
Figura 38 – Payback descontado para o Cenário 5	88
Figura 39 – Análise financeira combinada para o Cenário 5	89
Figura 40 – VPL e TIR para o Cenário 5	89
Figura 41 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 5	90
Figura 42 – Resumo financeiro para o Cenário 7	90
Figura 43 – Composição de custos para o Cenário 7	91
Figura 44 – Payback descontado para o Cenário 7	91
Figura 45 – Análise financeira combinada para o Cenário 7	92
Figura 46 – VPL e TIR para o Cenário 7	92
Figura 47 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 7	93
Figura 48 – Resumo financeiro para o Cenário 3	109
Figura 49 – Composição de custos para o Cenário 3	109
Figura 50 – Payback descontado para o Cenário 3	110
Figura 51 – Análise financeira combinada para o Cenário 3	110
Figura 52 – VPL e TIR para o Cenário 3	110
Figura 53 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 3	111
Figura 54 – Resumo financeiro para o Cenário 4	112
Figura 55 – Composição de custos para o Cenário 4	112
Figura 56 – Payback descontado para o Cenário 4	113
Figura 57 – Análise financeira combinada para o Cenário 4	113
Figura 58 – VPL e TIR para o Cenário 4	113
Figura 59 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 4	114
Figura 60 – Resumo financeiro para o Cenário 6	115
Figura 61 – Composição de custos para o Cenário 6	115
Figura 62 – Payback descontado para o Cenário 6	116
Figura 63 – Análise financeira combinada para o Cenário 6	116

Figura 64 – VPL e TIR para o Cenário 6	116
Figura 65 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 6	117
Figura 66 – Resumo financeiro para o Cenário 8	118
Figura 67 – Composição de custos para o Cenário 8	118
Figura 68 – Payback descontado para o Cenário 8	119
Figura 69 – Análise financeira combinada para o Cenário 8	119
Figura 70 – VPL e TIR para o Cenário 8	119
Figura 71 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 8	120
Figura 72 – Resumo financeiro para o Cenário 9	121
Figura 73 – Composição de custos para o Cenário 9	121
Figura 74 – Payback descontado para o Cenário 9	122
Figura 75 – Análise financeira combinada para o Cenário 9	122
Figura 76 – VPL e TIR para o Cenário 9	122
Figura 77 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 9	123
Figura 78 – Resumo financeiro para o Cenário 10	124
Figura 79 – Composição de custos para o Cenário 10	124
Figura 80 – Payback descontado para o Cenário 10	125
Figura 81 – Análise financeira combinada para o Cenário 10	125
Figura 82 – VPL e TIR para o Cenário 10	125
Figura 83 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 10	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros financeiros utilizados na análise	56
Tabela 2 – Comparação entre eletrolisadores ALK e PEM	57
Tabela 3 – Custo médio para substituição de pilhas de eletrolisadores PEM e ALK entre 2025 e 2050	59
Tabela 4 – Características das tecnologias de eletrólise PEM e ALK	60
Tabela 5 – Alíquotas de tributos e taxa de contingência consideradas na análise	60
Tabela 6 – Estrutura tarifária utilizada para uso de água	61
Tabela 7 – Valores médios de contratos de energia convencional e incentivada no ACL	64
Tabela 8 – Dados das tarifas do uso de rede publicadas pela ANEEL	66
Tabela 9 – Alíquotas de referência para compra de energia elétrica	66
Tabela 10 – Parâmetros do projeto de produção de hidrogênio GESEL	74
Tabela 11 – Comparação dos principais resultados entre o estudo do GESEL e a ferramenta própria	74
Tabela 12 – Parâmetros de projetos adotados por Dantas (2025)	76
Tabela 13 – Composição percentual dos custos segundo Dantas (2025) e a ferramenta própria	77
Tabela 14 – Parâmetros dos três cenários analisados para a produção de hidrogênio	79
Tabela 15 – Resultados dos três cenários analisados	94
Tabela 16 – Parâmetros dos cenários analisados	108

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABIV	Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ADECE	Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará
AFC	Alkaline Fuel Cell
ALK	Alkaline
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM	American Society for Testing and Materials
BEV	Battery Electric Vehicles
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAGECE	Companhia de Água e Esgoto do Estado do Ceará
CAPEX	Custos de Capital
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CELA	Clean Energy Latin America
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
CNI	Confederação Nacional da Indústria
COGERH	Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DME	Éter dimetílico
DNR	Direct Nitrogen Reduction
EE	Programa de Eficiência Energética
EER	Encargos de Energia de Reserva

EPRI	Electric Power Research Institute
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FIEC	Federação das Indústrias do Estado do Ceará
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
GEE	Gases de Efeito Estufa
HDR	Hydrogen-based Direct Reduction
HFCV	Hydrogen Fuel Cell Vehicles
HICEV	Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency
II	Imposto de Importação
IMO	International Maritime Organization
INR	Indirect Nitrogen Reduction
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MEA	Monoetanolamina
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MME	Ministério de Minas e Energia
MOUs	Memorandos de Entendimento
MTBE	Éter metil terc-butílico
MTO	Metanol-olefinas
NASA	National Aeronautics and Space Administration
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Custos Operacionais
P&D	Programa de Pesquisa e Desenvolvimento

P2H2P	Power-to-Hydrogen-to-Power
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PIS	Programa de Integração Social
PNH2	Plano de Trabalho Trienal do Programa Nacional do Hidrogênio
PPA	Power Purchase Agreement
Proret	Procedimentos de Regulação Tarifária
Proinfra	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
Rehidro	Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono
RGR	Reserva Global de Reversão
SBCH2	Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMR	Steam Methane Reforming
SOEC	Solid Oxide Electrolytic Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TLP	Taxa de Longo Prazo
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Average Cost of Capital

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius
H_2O	Fórmula química da água
CH_4	Metano
H_2V	Hidrogênio Verde
Mt	Milhões de tonelada
TWh	Terawatt-hora
MJ	Megajoule
CO_2	Dióxido de carbono
CO	Monóxido de carbono
H_2	Gás de hidrogênio
H_2S	Sulfeto de hidrogênio
NH_3	Amônia
$\text{US\$}$	Dólar
O_2	Gás oxigênio
H^+	Íon de hidrogênio
OH^-	Hidroxila
CNY	Yuan chinês
$\mu\text{S}/\text{cm}$	Micro siemens por centímetro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Contextualização	18
1.2	Justificativa	20
1.3	Objetivos	21
<i>1.3.1</i>	<i>Objetivo Geral</i>	21
<i>1.3.2</i>	<i>Objetivos Específicos</i>	22
1.4	Organização do Trabalho	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	Caracterização do Hidrogênio	24
<i>2.1.1</i>	<i>Hidrogênio Preto</i>	25
<i>2.1.2</i>	<i>Hidrogênio Cinza</i>	26
<i>2.1.2</i>	<i>Hidrogênio Branco</i>	27
<i>2.1.3</i>	<i>Hidrogênio Rosa</i>	28
<i>2.1.4</i>	<i>Hidrogênio Turquesa</i>	31
<i>2.1.5</i>	<i>Hidrogênio Azul</i>	32
<i>2.1.7</i>	<i>Hidrogênio Verde</i>	34
2.2	Potenciais Mercados Consumidores de Hidrogênio Renovável	35
<i>2.2.1</i>	<i>Metanação</i>	36
<i>2.2.2</i>	<i>Indústria</i>	36
<i>2.2.3</i>	<i>Geração de Eletricidade e Suporte à Rede</i>	37
<i>2.2.3.1</i>	<i>Turbinas a Gás</i>	37
<i>2.2.3.2</i>	<i>Células a Combustível</i>	38
<i>2.2.3.3</i>	<i>Suporte à Rede</i>	38
<i>2.2.3.4</i>	<i>Desafios</i>	39
<i>2.2.4</i>	<i>Residencial</i>	39
<i>2.2.5</i>	<i>Mobilidade</i>	40
2.3	Panorama Nacional e Cearense	41
<i>2.3.1</i>	<i>Aspectos energéticos</i>	42
<i>2.3.2</i>	<i>Água</i>	43
<i>2.3.3</i>	<i>Regulamentação do Hidrogênio Renovável</i>	44
<i>2.3.3.1</i>	<i>Iniciativa da CCEE para Certificação de Hidrogênio</i>	45
<i>2.3.3.2</i>	<i>Cenário Regulatório Atual no Brasil</i>	47
<i>2.3.4</i>	<i>Perspectivas de Investimentos em Hidrogênio</i>	48

2.4	Avaliações Técnico-Econômicas para Empreendimentos de Hidrogênio Renovável	49
3	METODOLOGIA	54
3.1	Definição de Parâmetros	54
3.1.1	<i>Custos Relacionados ao Eletrolisador</i>	57
3.1.2	<i>Custos Relacionados à Água</i>	60
3.1.3	<i>Custos Relacionados à Eletricidade</i>	63
3.2	Modelagem de Custos	66
3.3	Cálculo de Indicadores Econômicos	67
3.4	Geração de Interface Gráfica	69
3.5	Análise de Consistência da Ferramenta	73
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	79
4.1	Simulação de Cenários	79
4.1.1	<i>Resultados para o Cenário 1</i>	79
4.1.2	<i>Resultados para o Cenário 2</i>	83
4.1.3	<i>Resultados para o Cenário 5</i>	87
4.1.4	<i>Resultados para o Cenário 7</i>	90
4.1.5	<i>Avaliação das Simulações</i>	93
5	CONCLUSÕES	95
5.1	Trabalhos Futuros	96
	REFERÊNCIAS	98
	APÊNDICE A - PARÂMETROS DOS CENÁRIOS AVALIADOS	108
	APÊNDICE B - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS	109

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, apresenta-se uma contextualização geral do tema, destacando o papel do hidrogênio renovável no fortalecimento da transição energética. Em seguida, são expostas a justificativa para a realização deste trabalho e os objetivos que se buscam atingir. Por fim, apresenta-se a estrutura do documento, com a descrição dos capítulos que o compõem.

1.1 Contextualização

O enfrentamento das mudanças climáticas configura-se, cada vez mais, como uma ação imprescindível à preservação da sociedade contemporânea. Conforme destacado no Sexto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*), o aquecimento global, resultante das emissões de poluentes provenientes da queima de combustíveis fósseis, representa uma ameaça significativa à continuidade da vida humana (IPCC, 2023).

A preocupação com a urgência das mudanças climáticas tem sido observada internacionalmente por meio do estabelecimento de acordos e planos, como o Acordo de Paris. O principal objetivo desses instrumentos é mitigar os impactos negativos das emissões de poluentes, buscando limitar o aumento da temperatura média global a no máximo 2°C, em relação à média da temperatura dos níveis pré-industriais (período entre 1850 e 1900), até o final do século (Ahmad *et al.*, 2025).

Paralelamente à crescente preocupação com a urgência climática, o mundo mantém a busca por crescimento econômico, o que implica um ritmo acelerado de industrialização e gera impactos significativos no meio ambiente. Essa dicotomia, por si só, evidencia os desafios inerentes à preservação do planeta, de modo que enfrentar as consequências da crise climática requer uma reconfiguração dos atuais sistemas de produção (Hassan *et al.*, 2024).

A redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) — principais responsáveis pelas alterações nos padrões climáticos — somente é possível por meio da transição energética para uma matriz de baixa emissão de carbono, que, por sua vez, requer profundas mudanças nos padrões de funcionamento da economia, ainda fortemente dependente de recursos e tecnologias baseadas em combustíveis fósseis (Andal, 2022).

Nesse sentido, a adoção de fontes de energia renováveis, limpas e eficientes torna-se uma estratégia crucial para a construção de um futuro sustentável, como apontado por Bashir

et al. (2025). Tecnologias baseadas em recursos renováveis, como a energia eólica e a solar fotovoltaica, apresentam menores impactos ambientais e sociais e emitem significativamente menos dióxido de carbono quando comparadas às fontes convencionais, como a térmica, contribuindo de maneira decisiva para o cumprimento das metas globais de neutralidade de carbono (Wang; Li; Li, 2025a).

No entanto, ainda persistem entraves à expansão de fontes renováveis como a solar e a eólica. Suas características intrínsecas de variabilidade impõem limitações à confiabilidade do fornecimento energético. A depender da escala do empreendimento, o uso de baterias eletroquímicas para o armazenamento de energia, visando complementar o suprimento em momentos de menor capacidade de geração renovável, pode atenuar a variabilidade temporal característica dessas fontes.

Contudo, essa solução apresenta desafios adicionais, como o armazenamento em larga escala e por longos períodos de tempo (variabilidade sazonal), rápida degradação que impacta em sua vida útil, além da geração significativa de resíduos sólidos e compostos químicos (Ni *et al.*, 2006).

Para além das transformações na matriz de geração de eletricidade, faz-se necessário um encadeamento mais abrangente, que inclua também setores de difícil descarbonização. Nesse cenário, o hidrogênio verde, ou renovável, desponta como um recurso energético chave na construção de um ecossistema verde, uma vez que pode contribuir para a redução das emissões em segmentos como mobilidade (abastecimento de veículos leves e pesados, bem como de transporte marítimo e aeronáutico), indústria metalúrgica, química e de refino, dentre outras, além da geração de energia (Ibagon *et al.*, 2023).

O hidrogênio é o elemento mais leve e abundante do universo, além de apresentar elevada densidade energética por unidade de massa. Essas propriedades tornaram-no um recurso estratégico desde a década de 1970, quando foi utilizado pela Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço (NASA, do inglês *National Aeronautics and Space Administration*) como combustível para espaçonaves e foguetes. Sua versatilidade, ampla disponibilidade e potencial energético reforçam a tese de seu uso como alternativa viável aos combustíveis fósseis convencionais (Pareek *et al.*, 2020).

Apesar de sua ampla abundância no planeta, o hidrogênio não se apresenta de forma isolada na natureza, estando majoritariamente associado a compostos moleculares, como a água

(H₂O) e o metano (CH₄), como apontado por Sharma, Kumar e Jain (2023). Dessa maneira, Harst *et al.* (2023) destaca a eletrólise da água como uma rota tecnológica promissora para a produção de hidrogênio com baixa emissão de carbono, a qual promove a dissociação da molécula de água em oxigênio e hidrogênio por meio da aplicação de energia elétrica. Contudo, a efetiva contribuição desse processo para a neutralidade climática está condicionada ao uso de eletricidade proveniente de fontes renováveis.

A versatilidade do hidrogênio de origem renovável o posiciona como um elemento estratégico na transição energética, especialmente por sua capacidade de atuar tanto como meio de armazenamento de energia renovável quanto como insumo industrial e combustível de baixo carbono. Essa característica permite não apenas mitigar os desafios associados à intermitência das fontes renováveis, mas também promover a descarbonização de processos industriais altamente poluentes. Ademais, o desenvolvimento de cadeias produtivas baseadas no hidrogênio tende a gerar novas oportunidades econômicas, fortalecendo setores industriais e impulsionando a inovação tecnológica (Harst *et al.*, 2023).

Dada a importância do H₂, observa-se uma trajetória contínua de aumento na demanda global por hidrogênio. De acordo com estudos da Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*), a demanda mundial de hidrogênio passou de menos de 30 Mt, em 1975, para 115 Mt, em 2018. As projeções indicam que esse crescimento deverá se intensificar nas próximas décadas, com uma demanda estimada em 614 Mt até 2050 (Sharma; Kumar; Jain, 2023; Wang, 2025b).

1.2 Justificativa

No Brasil, a elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica, aliada ao significativo potencial de expansão das energias eólica e solar fotovoltaica, posiciona o país como um ambiente promissor para a produção de hidrogênio renovável. Atualmente, nove projetos de produção de hidrogênio já protocolaram solicitações de acesso à Rede Básica para interligação ao Subsistema Nordeste, com seis desses empreendimentos localizados no Ceará (Empresa de Pesquisa Energética, 2024).

O estado do Ceará se consolida como um agente estratégico no processo de transição energética e na atração de investimentos voltados para o hidrogênio renovável, em função de seu expressivo potencial em fontes renováveis. Estima-se que o potencial de geração eólica e solar no estado alcance 1.363,2 TWh por ano, o que contribui significativamente para a atratividade de projetos relacionados à produção de hidrogênio de baixo carbono e à

consolidação de um ecossistema energético sustentável (Camargo Schubert Engenheiros Associados *et al.*, 2019).

De acordo com o Masterplan Hidrogênio Verde, iniciativa desenvolvida pela Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC) e pelo Governo do Estado, por meio da Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará (ADECE), o Ceará conta com 37 Memorandos de Entendimento (MOUs) assinados, além da previsão de R\$ 3,4 bilhões em investimentos destinados exclusivamente à infraestrutura nos próximos cinco anos. Esses indicadores, aliados às vantagens naturais, evidenciam um cenário favorável de transformação econômica e tecnológica para o estado (Observatório da Indústria do Ceará *et al.*, 2024).

Na cadeia de valor do H₂ renovável é imprescindível considerar a pluralidade de aspectos que impactam diretamente a viabilidade dos empreendimentos.

Dessa forma, a realização de modelagens e simulações técnico-econômicas previamente à implantação dos projetos torna-se uma estratégia essencial para otimizar custos, além de possibilitar uma avaliação abrangente sob diferentes perspectivas. Esse processo permite analisar os impactos financeiros resultantes de variações em parâmetros técnicos, operacionais e econômicos, contribuindo para a tomada de decisão mais eficiente e robusta (Abbasi; Ahmadi; Naseri, 2021).

Nesse contexto, observa-se a necessidade do desenvolvimento de uma ferramenta capaz de fornecer análises econômicas parametrizadas, que permita a adaptação de critérios de acordo com as especificidades e os objetivos de cada empreendimento. Tal instrumento pode vir a subsidiar a viabilidade dos projetos de hidrogênio de baixa emissão no Ceará, além de fortalecer a atratividade do estado para novos investimentos no setor.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma nova ferramenta computacional interativa, denominada H2Calculator, para análise técnico-econômica de projetos de produção de hidrogênio renovável no estado do Ceará, considerando diferentes tecnologias de eletrólise, fontes de água e custos de energia, com o intuito de apoiar a tomada de decisão sobre a viabilidade econômica desses empreendimentos.

1.3.2 *Objetivos Específicos*

- Sintetizar o estado da arte acerca das formas de obtenção do hidrogênio, suas aplicações e do panorama do setor em nível nacional e local.
- Analisar os principais fatores técnicos e econômicos que influenciam a viabilidade de projetos de eletrólise para produção de hidrogênio renovável.
- Estruturar modelos de Custos de Capital (CAPEX) e Operacionais (OPEX), incluindo depreciação de equipamentos e operação e manutenção, para a elaboração de fluxos de caixa de projetos de H₂.
- Desenvolver algoritmos computacionais para cálculo de indicadores financeiros como LCOH, VPL, TIR e Payback descontado.
- Examinar cenários de produção de hidrogênio a partir da variação de parâmetros técnicos e econômicos, visando identificar condições mais favoráveis à implantação de projetos no estado do Ceará.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos: Introdução, Fundamentação Teórica, Metodologia, Resultados e Discussões e Conclusões. Os capítulos remanescentes da Dissertação são descritos a seguir.

No Capítulo sobre Fundamentação Teórica aborda-se os principais conceitos relacionados ao desenvolvimento de projetos de H₂, buscando consolidar os fundamentos técnicos e econômicos, bem como contextualizá-los em relação às características e particularidades do estado do Ceará.

No Capítulo 3, de Metodologia, são descritos os procedimentos adotados para o desenvolvimento da ferramenta computacional proposta, incluindo os critérios considerados, as fontes de dados utilizadas, a linguagem de programação aplicada e os indicadores financeiros implementados, com base em bibliotecas consolidadas. Além disso, é apresentada a interface da ferramenta e é realizada uma análise de consistência de seus resultados.

No Capítulo de Resultados e Discussões são realizadas análises técnico-econômicas por meio da aplicação de cenários hipotéticos distintos na ferramenta desenvolvida, de modo a avaliar o comportamento dos indicadores e a viabilidade econômica dos projetos simulados.

Por fim, no Capítulo de Conclusões são apresentadas as principais considerações decorrentes do desenvolvimento do projeto, com ênfase nos resultados alcançados e na avaliação da ferramenta proposta, além de discutir suas contribuições e limitações.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta uma revisão da literatura sobre os principais conceitos relacionados ao H₂, abrangendo desde sua caracterização técnica até as perspectivas de aplicação. Em seguida, são discutidos aspectos econômicos associados à sua cadeia de valor, bem como o potencial específico do estado do Ceará no contexto da transição energética.

2.1 Caracterização do Hidrogênio

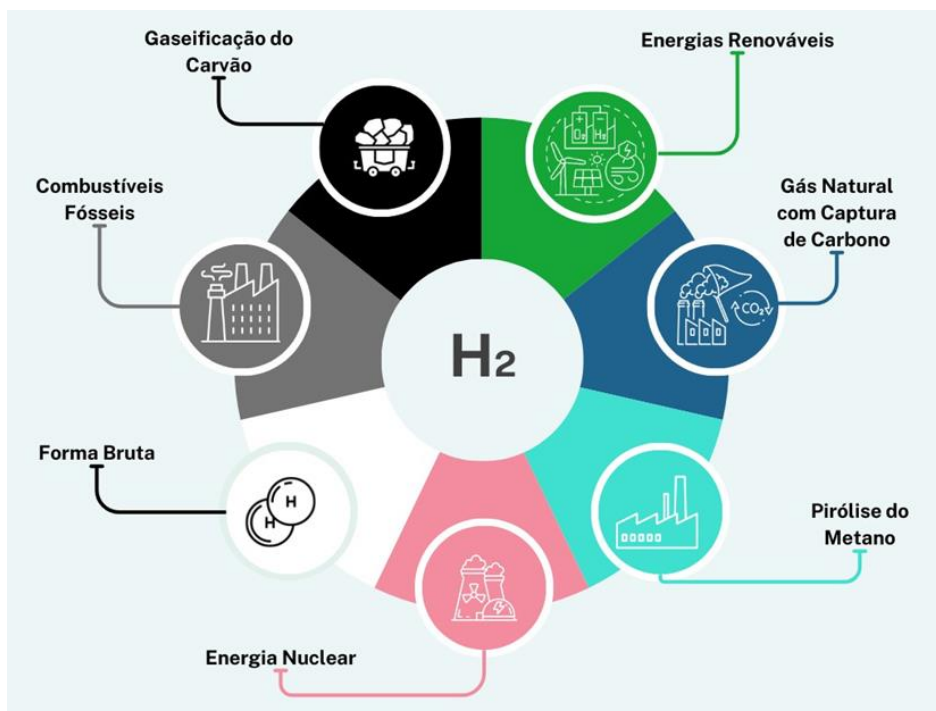
Além de ser o elemento mais abundante do universo, o hidrogênio é também o mais simples da tabela periódica, composto por um único próton e um elétron. Em condições ambientes, apresenta-se como um gás incolor, inodoro e insípido (Sharma; Kumar; Jain, 2023).

O hidrogênio tem atraído crescente atenção no contexto da transição energética especialmente por seu potencial como vetor energético de baixo carbono. Além da possibilidade de produção livre de emissões, destaca-se por sua elevada densidade energética mássica, estimada em cerca de 120 MJ/kg, valor aproximadamente 2,75 vezes superior ao da gasolina (44 MJ/kg) e do gás natural (45-50 MJ/kg) (El-Adawy *et al.*, 2024).

Embora o hidrogênio seja amplamente reconhecido como um vetor energético estratégico para a redução das emissões de gases de efeito estufa, suas formas de produção não são inerentemente isentas de impactos ambientais. Atualmente, cerca de 96% do hidrogênio produzido globalmente provém de fontes fósseis, como o gás natural e o carvão, cujos processos podem resultar em emissões significativas de GEE. Assim, ao se avaliar o papel do hidrogênio na transição energética, torna-se essencial considerar não apenas seu uso final, mas também as características e impactos associados ao processo de produção (Ji; Wang, 2021).

Conforme destacado por Arcos e Santos (2023), embora o hidrogênio não possua cor, convencionou-se classificá-lo por diferentes denominações de cores, de acordo com as rotas tecnológicas empregadas em sua produção. Essa classificação considera, principalmente, a fonte de energia utilizada, o nível de emissões geradas e o tipo de processo aplicado, podendo ainda refletir implicações econômicas. É importante destacar que não há uma padronização universal estabelecida para essas definições, uma vez que diversas tecnologias ainda se encontram em fase de pesquisa e desenvolvimento. Neste trabalho, será apresentada a classificação apresentada por Sen *et al.* (2022), conforme exibida na Figura 1.

Figura 1 – Tipos de hidrogênio classificados por cores



Fonte: Adaptado de Sen *et al.* (2022).

2.1.1 Hidrogênio Preto

O carvão ainda é amplamente utilizado como matéria-prima em diversos processos industriais e energéticos ao redor do mundo. Considerando os impactos ambientais associados à sua utilização, têm sido desenvolvidos estudos voltados ao aprimoramento de tecnologias que possibilitem o aproveitamento desse recurso com a mitigação das emissões associadas a essa rota produtiva (El-Adawy *et al.*, 2024).

A denominação “hidrogênio preto”, por vezes também referida como “hidrogênio marrom”, está associada à produção de hidrogênio a partir da gaseificação de carvão do tipo linhito e betuminoso. Trata-se da rota mais poluente atualmente utilizada, com emissões estimadas em cerca de 20 kg de CO₂ para cada quilograma de hidrogênio produzido (Arcos; Santos, 2023).

Apesar das emissões associadas, Bhutto *et al.* (2013) destaca a gaseificação do carvão como uma alternativa relativamente mais limpa quando comparada à combustão tradicional. Esse processo permite a remoção de enxofre, compostos de nitrogênio e partículas sólidas antes da queima do combustível, o que pode resultar em níveis de emissões similares aos observados no uso do gás natural.

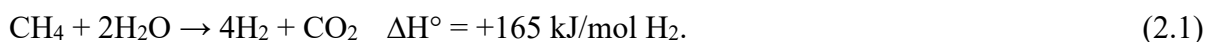
O carvão utilizado geralmente é gaseificado a temperaturas superiores a 900°C, aplicando as técnicas de gaseificação em leito fixo, gaseificação em leito móvel, gaseificação em leito fluidizado, gaseificação em fluxo arrastado e gaseificação em plasma. Ao final do processo de gaseificação, o gás produzido pode conter substâncias como CO, H₂, CH₄, H₂S e NH₃. O resultado desse método necessita passar por uma purificação para que sejam obtidos gases mais valorosos (Midilli *et al.*, 2021).

2.1.2 Hidrogênio Cinza

O Hidrogênio Cinza é assim denominado quando produzido a partir de fontes fósseis, principalmente por meio da reforma a vapor do metano (SMR, do inglês *Steam Methane Reforming*). Essa rota é uma das mais comuns em projetos de produção de larga escala (El-Adawy *et al.*, 2024).

No que se refere às emissões, Ingale *et al.* (2022) aponta que a produção de hidrogênio por meio do processo de reforma a vapor do metano pode gerar até 13 kg de CO₂ para cada quilograma de hidrogênio produzido. Embora esse valor seja inferior ao observado na produção de hidrogênio preto, ainda representa um nível significativo de emissões.

Assim como apresentado por Saeidi *et al.* (2023), o SMR é um processo catalítico que ocorre pela reação entre H₂O e CH₄, principal componente do gás natural, produzindo gás hidrogênio (H₂) e dióxido de carbono (CO₂). A equação química que descreve essa reação é apresentada em (2.1), sendo ΔH° a variação de entalpia do processo, que indica a quantidade de energia na forma de calor necessária para que a reação ocorra.

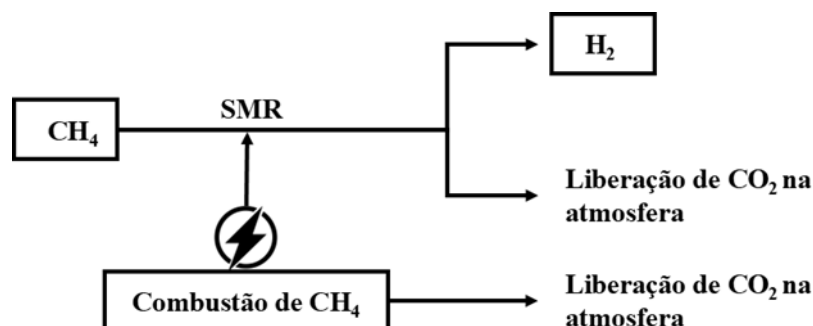


A Figura 2 apresenta um esquema do processo de produção do hidrogênio cinza. Nesse processo, uma parte do CH₄ é queimado para fornecer a energia necessária à reação de reforma a vapor, uma vez que se trata de uma reação endotérmica, enquanto outra parte reage com vapor d'água para a geração de hidrogênio. Ambas as etapas resultam em emissões de CO₂ liberadas diretamente para a atmosfera, como ilustrado na figura.

A obtenção de hidrogênio por meio do SMR requer o atendimento a determinadas condições de temperatura e pressão. Industrialmente, esse processo é conduzido em temperaturas que variam entre 700°C e 1000°C, sob pressões de 3 a 25 bar, podendo haver variações conforme as especificações dos equipamentos utilizados. O desempenho da reação

está fortemente relacionado às características do catalisador, como sua composição, estrutura e grau de dispersão do metal sobre o suporte poroso (Saeidi *et al.*, 2023; Rojas *et al.*, 2024).

Figura 2 – Fluxograma da produção de hidrogênio cinza



Fonte: Adaptado de Ingale *et al.* (2022, p. 3).

Independentemente das características técnicas dos equipamentos utilizados, a produção de hidrogênio por SMR é considerada ambientalmente inadequada devido a dois fatores principais. O primeiro refere-se ao elevado nível de emissões, intensificado pela natureza endo- térmica do processo, que exige fornecimento adicional de calor. O segundo aspecto diz respeito à sua baixa eficiência energética, em que o hidrogênio produzido pode apresentar uma quantidade de CO₂ considerável (Panić; Cuculić; Ćelić, 2022).

2.1.2 Hidrogênio Branco

Embora a maior parte do hidrogênio presente no planeta esteja quimicamente associada a outros elementos, também é possível encontrá-lo em sua forma bruta na natureza. Conforme destacado por Arcos e Santos (2023), o chamado hidrogênio branco pode ser identificado em camadas da crosta continental, nas profundezas da crosta oceânica, em gases vulcânicos, gêiseres e sistemas hidrotermais. Além disso, há formações geológicas que contêm depósitos de hidrogênio.

O hidrogênio pode ocorrer naturalmente de três formas principais: como gás livre, incluído em formações rochosas ou dissolvido na água. Entre os processos naturais responsáveis por sua geração, destacam-se a serpentinização, a radiólise da água, a atividade biológica, as reações vulcânicas e os processos hidrotermais (Aimikhe; Eyankware, 2023).

A exploração do hidrogênio branco tem se mostrado uma rota tecnológica promissora em razão de sua potencial abundância e dos baixos impactos ambientais associados. No entanto, a ausência de infraestrutura consolidada e a incipiência de pesquisas voltadas ao

tema ainda limitam o avanço do conhecimento sobre suas fontes e possibilidades de aplicação no contexto global (Arcos; Santos, 2023).

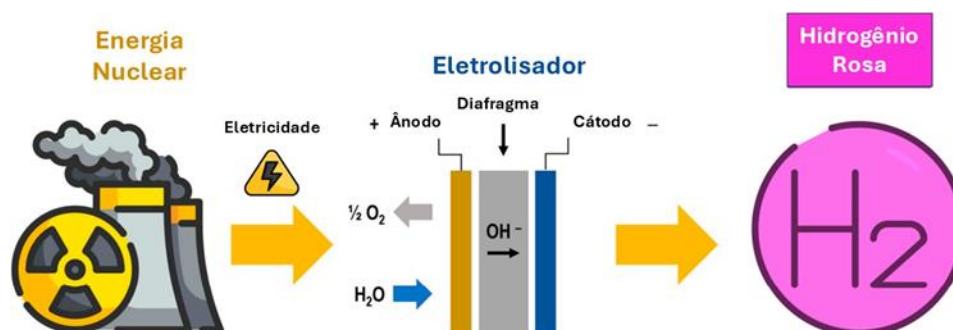
2.1.3 Hidrogênio Rosa

A energia nuclear tem sido objeto de intensos debates nas últimas décadas. Apesar de sua contribuição para a diversificação da matriz energética e para a redução das emissões de GEE, persistem preocupações quanto aos riscos associados à operação de usinas nucleares. Eventos de grande impacto, como os acidentes em Chernobyl e Fukushima, evidenciam os potenciais riscos dessa fonte energética (Fernández-Arias *et al.*, 2024a).

Apesar das controvérsias em torno da energia nuclear, pesquisas voltadas ao seu aproveitamento para a produção de hidrogênio — o chamado hidrogênio rosa — têm avançado, à medida que essa se apresenta como uma rota tecnológica praticamente isenta de emissões. Quando se considera todo o ciclo de produção, incluindo etapas como mineração de urânio, conversão, enriquecimento e fabricação do combustível nuclear, a intensidade de emissão do hidrogênio rosa varia de 0,1 kg a 0,3 kg de CO₂ por quilograma de hidrogênio produzido (Venizelou; Poullikkas, 2024).

A produção de hidrogênio por meio dessa rota se dá através da eletrólise da água, em que a eletricidade demandada é fornecida através da geração de energia dos reatores nucleares, assim como apontado por Fernández-Arias *et al.* (2024a). A Figura 3 ilustra o processo de produção do hidrogênio rosa.

Figura 3 – Processo de produção do hidrogênio rosa



Fonte: Adaptado de Fernández-Arias *et al.* (2024a, p. 2).

Como observado, o processo de eletrólise da água é essencial para produção de hidrogênio rosa, sendo viabilizado pelo uso de um eletrolisador. Esse equipamento é composto,

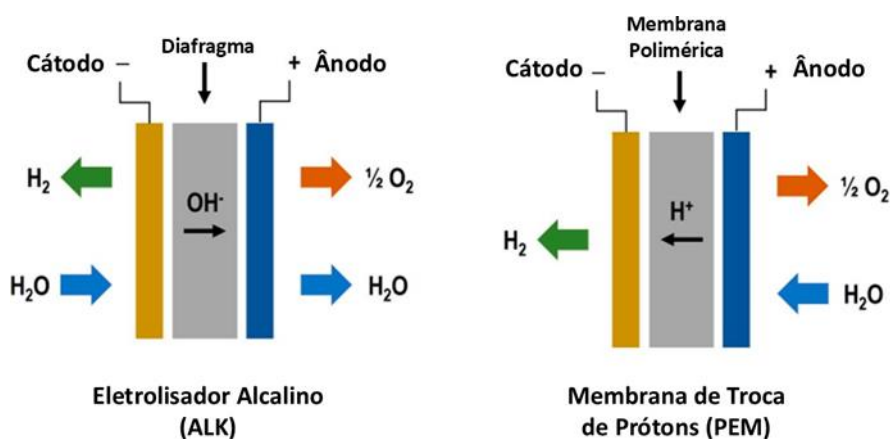
essencialmente, por três elementos: cátodo, ânodo e eletrólito. A reação eletroquímica resulta na formação de hidrogênio (H_2) no cátodo e na liberação de oxigênio (O_2) no ânodo. O eletrólito, por sua vez, desempenha a função de conduzir os íons entre os eletrodos, permitindo a continuidade da reação (Colangelo *et al.*, 2024).

Atualmente, três tecnologias se destacam entre as demais, sendo: Eletrólise Alcalina (ALK, do inglês *Alkaline*), Eletrólise por Membrana de Troca de Prótons (PEM, do inglês *Proton Exchange Membrane*) e Célula de Eletrólise de Óxido Sólido (SOEC, do inglês *Solid Oxide Electrolytic Cell*).

No entanto, conforme observam Hurtubia e Sauma (2021), a tecnologia SOEC ainda se encontra em estágio inicial de desenvolvimento, apresentando diversas incertezas quanto à sua viabilidade e aplicação prática. Dessa forma, neste trabalho será dado enfoque às tecnologias PEM e ALK.

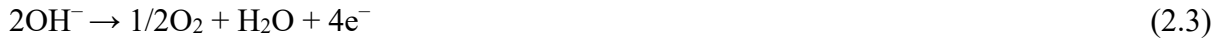
A Figura 4 ilustra os princípios de funcionamento dos eletrolisadores do tipo PEM e ALK.

Figura 4 – Esquema do processo de eletrólise para as tecnologias ALK e PEM.



Fonte: Adaptado de Fernández-Arias *et al.* (2024b, p. 14).

Na tecnologia ALK, a água é introduzida no cátodo, onde ocorre sua dissociação em íons hidrogênio (H^+) e hidroxila (OH^-). Os íons OH^- migram através do eletrólito alcalino em direção ao ânodo, onde são oxidados, resultando na liberação de oxigênio. As Equações (2.2) e (2.3) representam, respectivamente, as reações eletroquímicas no cátodo e no ânodo associadas a essa tecnologia (Fernández-Arias *et al.*, 2024b).



Atualmente, os eletrolisadores ALK representam a tecnologia mais difundida no mercado, sobretudo em razão de sua durabilidade e do custo relativamente baixo quando comparados ao PEM. No entanto, essa tecnologia também apresenta limitações, como a baixa faixa de carga dinâmica, que restringe sua capacidade de resposta rápida às variações de carga elétrica (Hurtubia; Sauma, 2021).

Já os eletrolisadores do tipo PEM, conforme destacado por Hurtubia e Sauma (2021), embora sejam tecnologicamente menos maduros em comparação aos eletrolisadores ALK, apresentam algumas vantagens. Entre elas, destacam-se a elevada densidade de potência e a maior eficiência da célula, a produção de hidrogênio com maior grau de pureza e a operação mais flexível, adaptando-se melhor a variações de carga.

No que se refere ao funcionamento da tecnologia PEM, a água é injetada no ânodo, onde ocorre sua dissociação em prótons (H^+), elétrons (e^-) e moléculas de oxigênio (O_2). Os prótons atravessam a membrana eletrolítica em direção ao cátodo, onde são reduzidos e formam o hidrogênio, como ilustrado na Figura 4. As Equações (2.4) e (2.5) representam, respectivamente, as reações eletroquímicas que ocorrem no ânodo e no cátodo dessa tecnologia.



De forma geral, todas as tecnologias de eletrólise da água ainda se encontram em estágio de aprimoramento, com esforços voltados à redução de custos e ao aumento da eficiência operacional.

2.1.4 Hidrogênio Turquesa

A rota tecnológica do hidrogênio turquesa, obtido por meio da pirólise do metano, possui semelhanças com a do hidrogênio cinza, produzido por SMR. Entretanto, o processo de pirólise requer temperaturas de reação mais elevadas, ao mesmo tempo em que resulta em emissões menores (Ingale *et al.*, 2022).

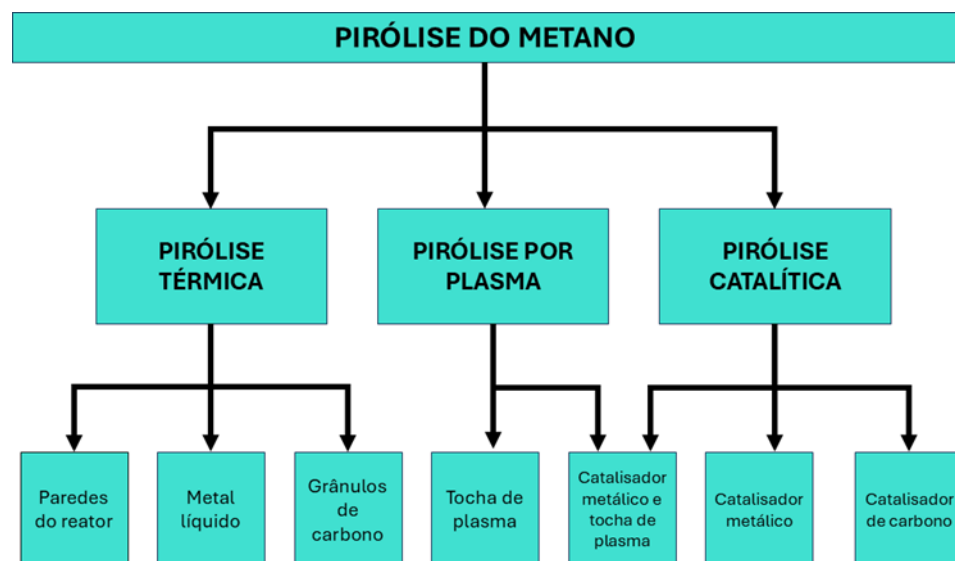
Diferentemente de outros processos de produção de hidrogênio baseados em combustíveis fósseis, a pirólise do metano não gera CO₂ como subproduto. Nesse processo, obtêm-se hidrogênio e carbono sólido, sendo este último utilizado em diversas aplicações industriais, o que agrega valor à rota tecnológica (Huang; Balcombe; Feng, 2023).

A Equação (2.6) descreve o processo de pirólise do metano (CH₄), tendo como produto hidrogênio (H₂) e carbono (C), ou seja, sem emissão de CO₂.



Ao longo dos anos, diferentes métodos de pirólise do metano têm sido investigados para a produção de hidrogênio turquesa, que se distinguem principalmente pela forma de fornecimento de calor e pela presença ou não de catalisadores. Os principais métodos incluem a pirólise térmica, a pirólise catalítica e a pirólise por plasma. A Figura 5 exibe a classificação comum dos métodos de pirólise do metano (Hermesmann; Müller, 2022).

Figura 5 – Classificação das principais técnicas de pirólise do metano



Fonte: Adaptado de Hermesmann e Müller (2022, p. 7).

De modo geral, até o momento, os métodos de pirólise ainda não demonstram viabilidade para produção de H₂ em larga escala. Entre eles, a pirólise do metano via plasma tem despertado crescente interesse, principalmente devido à sua alta conversão de metano em hidrogênio e à ausência de emissões diretas de CO₂. No entanto, este método ainda enfrenta desafios técnicos, como a necessidade de operar em temperaturas elevadas e a limitada consolidação de estudos sobre o tema (Diab *et al.*, 2022).

2.1.5 Hidrogênio Azul

Como mencionado anteriormente, o uso do carvão e de combustíveis fósseis, de modo geral, ainda é amplamente presente na matriz energética atual, mesmo diante da urgência por redução das emissões de poluentes. Algumas rotas tecnológicas de produção de hidrogênio, como as associadas ao hidrogênio preto e ao hidrogênio cinza, fazem uso desses recursos fósseis, mas geram emissões de gases de efeito estufa. Nesse contexto, o hidrogênio azul pode ser apontado como uma alternativa intermediária no processo de transição energética pois, embora utilize as mesmas matérias-primas fósseis, incorpora tecnologias que podem reduzir suas emissões (Panić; Cuculić; Čelić, 2022).

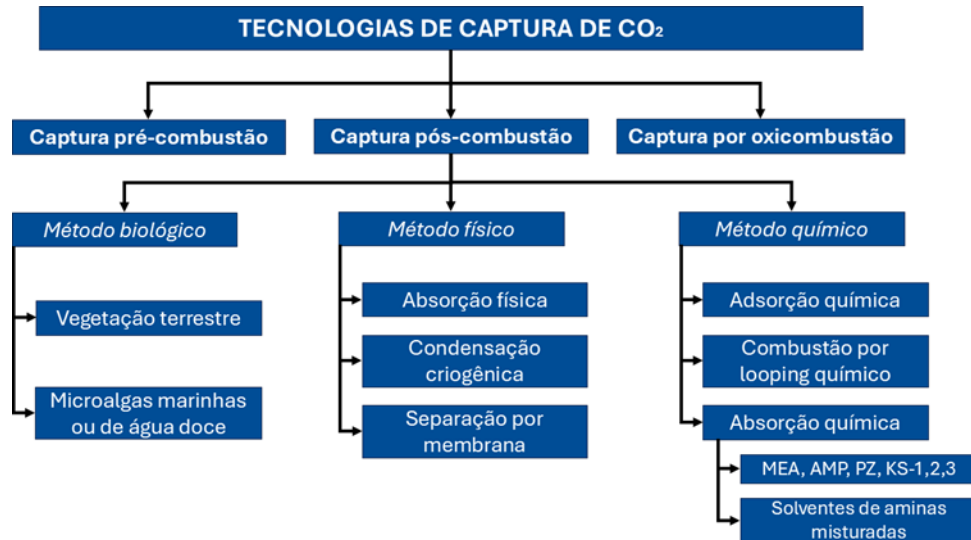
A produção de hidrogênio azul está associada à aplicação de tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS, do inglês *Carbon Capture, Utilization and Storage*), que são integradas aos métodos convencionais de obtenção de hidrogênio, como a reforma a vapor do metano, conforme destacado por Panić, Cuculić e Čelić (2022). Dessa forma, em razão de sua escala e potencial de mitigação, o CCUS também é considerado uma solução relevante no enfrentamento das mudanças climáticas.

Conforme salientado por Arcos e Santos (2023), diferentes métodos podem ser empregados na produção de hidrogênio azul, a partir das rotas já consolidadas para o hidrogênio preto ou cinza. A principal distinção desta rota está na etapa posterior a produção da molécula de H₂, na qual é realizada a captura do carbono gerado durante o processo. Essa captura é o que caracteriza tecnologicamente o hidrogênio azul. Para tanto, existem distintos métodos de captura de carbono, conforme ilustrado na Figura 6.

A captura de carbono pré-combustão ocorre antes da etapa de combustão propriamente dita, sendo realizada durante o processamento do combustível fóssil. Nesse método, o CO₂ é removido antes da queima, normalmente por meio de tecnologias baseadas

em reações químicas, como absorção ou adsorção. O custo estimado para a captura de carbono por essa rota aproxima-se de US\$ 60 por tonelada de CO₂ capturado (Estados Unidos, 2014).

Figura 6 – Tecnologias para captura de CO₂



Fonte: Adaptado de Arcos e Santos (2023, p. 36).

A captura de carbono por pós-combustão é realizada após a queima do combustível fóssil, sendo aplicada diretamente aos gases de exaustão provenientes de usinas termelétricas. Dentre as tecnologias disponíveis, destaca-se o uso do método de absorção química, com o solvente monoetanolamina (MEA), que apresenta elevada taxa de reação com o CO₂, o que a torna uma das opções mais utilizadas neste tipo de processo (Wu *et al.*, 2014).

A captura de carbono por oxidação é considerada uma das tecnologias mais promissoras, sobretudo por sua potencial adaptabilidade a instalações existentes de conversão de resíduos em energia. Esse método utiliza oxigênio puro no processo de combustão, eliminando a presença de nitrogênio no fluxo gasoso. Para isso, é necessária a incorporação de uma unidade criogênica de separação de ar, o que facilita a posterior separação e captura do dióxido de carbono (Acampora; Grilletta; Costa, 2025).

O principal desafio associado à captura por oxidação reside no elevado consumo energético para a separação criogênica de oxigênio, o que compromete sua viabilidade econômica, conforme apontado por Acampora, Grilletta e Costa (2025). Além disso, a exigência de recirculação de CO₂ para controle térmico adiciona complexidade operacional ao sistema, e alterações na composição das cinzas resultantes podem afetar seu potencial de reaproveitamento industrial.

2.1.7 *Hidrogênio Verde*

A princípio, o hidrogênio é classificado como renovável quando sua produção ocorre a partir de fontes de energia renováveis, como a solar, eólica ou biomassa. Dentro desse grupo, denomina-se hidrogênio verde aquele obtido exclusivamente por eletrólise da água que utiliza eletricidade proveniente de fontes renováveis. No entanto, alguns autores também consideram como verde o hidrogênio produzido com eletricidade da rede elétrica, desde que a matriz energética apresente uma participação renovável igual ou superior a 90% (Farah *et al.*, 2024; Leal *et al.*, 2024).

Diante das exigências da transição energética, o hidrogênio renovável, especialmente em sua forma verde, tem se destacado como uma alternativa promissora. Majoritariamente, sua produção ocorre pela eletrólise da água, processo no qual a molécula de H₂O é dissociada em hidrogênio e oxigênio por meio de eletricidade proveniente de fontes renováveis, com emissão de CO₂ quase nula (Arcos; Santos, 2023).

Essa rota tecnológica se destaca por baixas emissões de gases de efeito estufa, que podem ser aproximadamente nove vezes menores do que as associadas ao hidrogênio azul, considerado a alternativa menos poluente entre as rotas baseadas em combustíveis fósseis. Além disso, destaca-se sua capacidade de operar como uma carga despachável, desempenhando um papel fundamental na construção de um sistema elétrico mais confiável e com maior participação de fontes renováveis (Boettcher, 2024).

Ainda no contexto do sistema elétrico de potência, Zhang *et al.* (2024) destaca o papel estratégico do hidrogênio como facilitador da expansão das fontes renováveis na matriz elétrica. A variabilidade da geração oriunda de fontes intermitentes compromete a confiabilidade do suprimento energético. Nesse sentido, a produção de hidrogênio verde contribui para a segurança energética ao permitir o ajuste da oferta de energia conforme a demanda, funcionando como um meio eficiente de armazenamento e despacho.

No caso brasileiro, destaca-se o elevado potencial de utilização da biomassa para a produção de H₂ renovável. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025b), a produtividade da biomassa plantada no país é de aproximadamente 8,5 toneladas de carbono por hectare-ano (tC/ha/ano), enquanto a média mundial situa-se entre 3 e 4 tC/ha/ano. Esse diferencial evidencia a elevada produtividade nacional, que pode ser aproveitada na produção de H₂ por distintas rotas tecnológicas, incluindo não apenas a eletroquímica, mas também as rotas termoquímicas e biológicas.

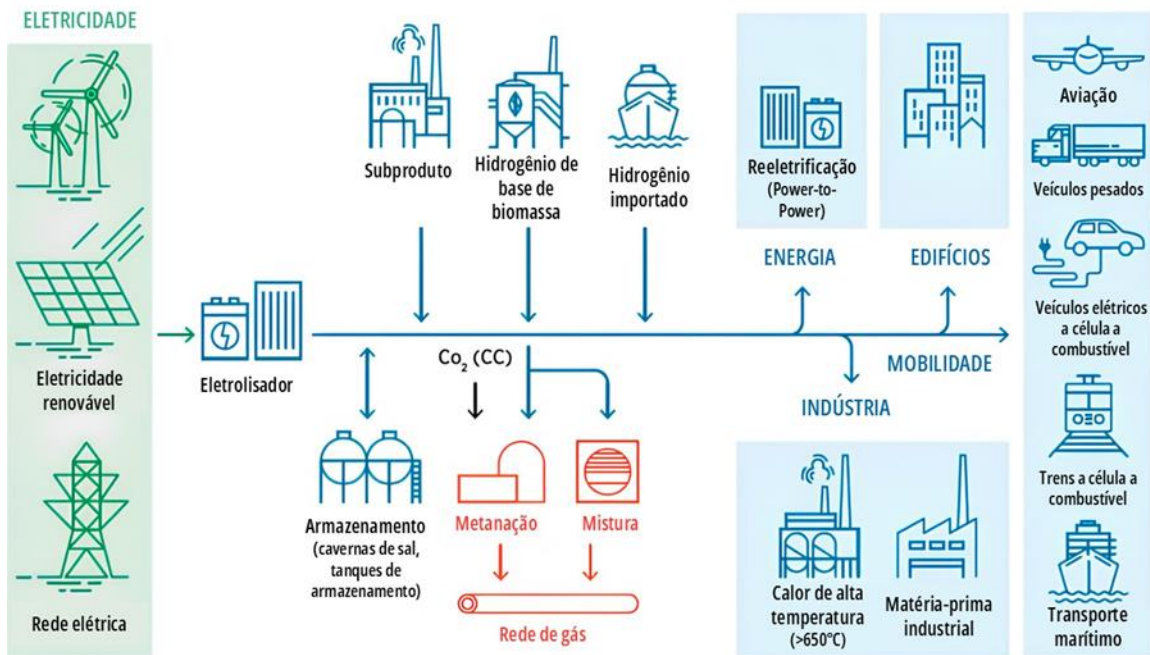
Embora existam outras rotas tecnológicas para a produção do H₂ renovável, Arcos e Santos (2023) argumentam que estas ainda não atingiram níveis comparáveis de produtividade e maturidade tecnológica à eletrólise da água. Nesse sentido, é esperado que a eletrólise da água permaneça sendo a rota central de desenvolvimento, dado seu papel essencial na consolidação do hidrogênio renovável como vetor energético sustentável. Ainda assim, outras rotas também devem ser observadas, uma vez que avanços tecnológicos futuros podem ampliar sua competitividade e relevância.

2.2 Potenciais Mercados Consumidores de Hidrogênio Renovável

Atualmente, a maior parte da demanda global por hidrogênio está concentrada no refino de petróleo e na produção de amônia. No entanto, à medida que a eletrólise da água se tornar viável técnica e economicamente, espera-se que o hidrogênio renovável seja gradualmente incorporado a outros setores, tais como as indústrias químicas e diversas outras aplicações industriais, como processos de fabricação de aço e produção de combustíveis limpos para o setor de transportes (Tadlock; Rubio; Ristanovic, 2022).

A Figura 7 apresenta algumas das diversas possibilidades de aplicação do hidrogênio.

Figura 7 – Potenciais aplicações do hidrogênio



Fonte: Adaptado de Arcos e Santos (2023, p. 41).

2.2.1 Metanação

A produção de metanol a partir da combinação entre hidrogênio e dióxido de carbono tem ganhado destaque como uma aplicação promissora na agenda de descarbonização. Essa rota tecnológica contribui para a mitigação das emissões de GEE ao utilizar CO₂ capturado diretamente da atmosfera ou proveniente de processos industriais. Dessa forma, há uma dupla contribuição para a redução do carbono: tanto pela origem limpa do hidrogênio quanto pelo reaproveitamento do dióxido de carbono. O metanol obtido pode, ainda, ser convertido em combustíveis sintéticos, como a eGasolina e o eDiesel, configurando-se como alternativa de baixo carbono aos combustíveis fósseis convencionais (Tadlock; Rubio; Ristanovic, 2022).

O metanol também possui grande relevância para os setores químico e farmacêutico, desempenhando papel central na produção de derivados como metanol-olefinas (MTO), formaldeído, éter metil terc-butílico (MTBE), éter dimetílico (DME), entre outros. No entanto, a rota de obtenção de metanol a partir do hidrogênio renovável ainda enfrenta desafios, especialmente relacionados à eficiência termodinâmica do processo e aos elevados custos de produção (Reddy *et al.*, 2023; Tadlock; Rubio; Ristanovic, 2022).

2.2.2 Indústria

No contexto das aplicações industriais do hidrogênio renovável, diversas possibilidades vêm sendo exploradas com potencial de contribuir para o desenvolvimento sustentável, conforme destacado por Tuluhong *et al.* (2024). Dentre essas aplicações, Jacobson *et al.* (2023) ressalta, em especial, a fabricação de aço e amônia como rotas promissoras para a consolidação desse vetor energético.

A produção de aço é reconhecida como uma atividade industrial mais intensiva em emissões de carbono, devido à liberação de CO₂ em diversas etapas do processo. Estima-se que em média, sejam emitidos cerca de 1.870 kg de CO₂ por tonelada de aço produzida, sendo que aproximadamente 70 a 80% dessas emissões estão associadas à etapa de produção do ferro, insumo essencial para a fabricação do aço (Jacobson *et al.*, 2023).

Diante desse cenário, Jacobson *et al.* (2023) destacam a Redução Direta por Hidrogênio (HDR, do inglês *Hydrogen-based Direct Reduction*) como uma alternativa promissora para a extração de ferro e produção de aço. Quando o processo é alimentado com hidrogênio renovável, o calor é gerado por resistência elétrica e utiliza-se um forno a arco

elétrico. Assumindo que toda a eletricidade provenha de fontes renováveis, as emissões de CO₂ associadas à produção de aço podem ser reduzidas para aproximadamente 53 kg de CO₂ por tonelada, o que representa menos de 3% das emissões do processo convencional. Além disso, essa abordagem possibilita uma redução média de 17,7% na demanda de energia elétrica.

No caso da indústria da amônia, estima-se que aproximadamente 70% da produção mundial seja destinada à fabricação de fertilizantes. O restante é utilizado na produção de explosivos para o setor de mineração, como gás refrigerante, e na síntese de compostos como a acrilonitrila, empregada na fabricação de plásticos, borrachas e fibras sintéticas. A amônia é considerada um dos produtos químicos mais relevantes da indústria (Ribeiro; Santos, 2025).

O processo Haber-Bosch, amplamente utilizado na produção de amônia, consiste na reação entre os gases nitrogênio e hidrogênio, realizada sob altas temperaturas e pressões, na presença de um catalisador metálico. Quando essa síntese é realizada com hidrogênio renovável, é possível obter uma redução nas emissões de CO₂ entre 60% e 80%, em comparação ao processo convencional que utiliza hidrogênio cinza (Reddy *et al.*, 2023).

Ribeiro e Santos (2025) também destacam rotas emergentes para a produção de amônia, como a Redução Direta do Nitrogênio (DNR, do inglês *Direct Nitrogen Reduction*) e a Redução Indireta do Nitrogênio (INR, do inglês *Indirect Nitrogen Reduction*), que vêm ganhando atenção pelo seu potencial de redução de emissões. No entanto, essas tecnologias ainda enfrentam obstáculos significativos, especialmente no que se refere à viabilidade econômica.

2.2.3 Geração de Eletricidade e Suporte à Rede

No setor energético, o hidrogênio renovável pode desempenhar um papel relevante na redução de emissões por meio do processo de reeletrificação, também conhecido como Power-to-Hydrogen-to-Power (P2H2P). Essa conversão pode ocorrer tanto pela via da combustão, utilizando turbinas a gás, quanto pela via eletroquímica, por meio de células a combustível (Flores-Hernández *et al.*, 2025).

2.2.3.1 Turbinas a Gás

O uso do hidrogênio como combustível em turbinas a gás é considerado promissor por sua capacidade de oferecer geração de energia despachável e inércia mecânica à rede, o que contribui significativamente para a estabilidade do sistema elétrico. A característica

despachável se deve à possibilidade de controlar a saída de energia conforme a demanda, especialmente em períodos de baixa geração renovável (Risco-Bravo *et al.*, 2024).

Embora a queima do hidrogênio não resulte em emissões diretas de CO₂, alguns fatores técnicos exigem atenção para garantir a operação adequada do sistema. Como destacado por Risco-Bravo *et al.* (2024), o hidrogênio possui densidade energética volumétrica cerca de um terço menor que a do metano, exigindo um fluxo volumétrico três vezes maior para fornecer a mesma quantidade de energia em equipamentos originalmente projetados para metano. Além disso, é necessário ajustar essas máquinas para lidar com a maior velocidade de propagação da chama do hidrogênio.

De forma geral, as turbinas a gás representam uma tecnologia promissora para a reeletrificação a partir do hidrogênio. No entanto, ainda não atendem plenamente aos requisitos operacionais impostos por esse combustível, sendo indispensáveis adaptações tecnológicas para sua substituição eficiente frente aos combustíveis convencionais.

2.2.3.2 Células a Combustível

A célula a combustível possui um princípio de funcionamento análogo ao do eletrolisador, sendo composta por três elementos principais: ânodo, cátodo e eletrólito. Nesse sistema, o hidrogênio é introduzido no ânodo e o oxigênio no cátodo. Ao tentar atravessar o eletrólito, os elétrons são forçados a percorrer um circuito externo, gerando eletricidade. Como subprodutos da reação, há a formação de água e a liberação de calor (Manoharan *et al.*, 2019).

As células a combustível são classificadas de acordo com seu eletrólito, sendo as tecnologias mais populares: Célula de Combustível de Membrana de Troca de Prótons (PEMFC, do inglês *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), Célula de Combustível Alcalina (AFC, do inglês *Alkaline Fuel Cell*), Célula de Combustível de Ácido Fosfórico (PAFC, do inglês *Phosphoric Acid Fuel Cell*), Célula de Combustível de Carbonato Fundido (MCFC, do inglês *Molten Carbonate Fuel Cell*) e Célula de Combustível de Óxido Sólido (SOFC, do inglês *Solid Oxide Fuel Cell*) (Haoxin *et al.*, 2025).

2.2.3.3 Suporte à Rede

As tecnologias de armazenamento de hidrogênio, quando associadas à reeletrificação, tornam-se altamente valiosas para a segurança da rede elétrica, especialmente diante do aumento da participação de fontes renováveis. Nesse contexto, o hidrogênio pode assumir um papel importante como serviço ancilar, contribuindo para o equilíbrio entre oferta

e demanda de energia e garantindo uma operação segura e contínua do sistema. Dentre os serviços ancilares que podem ser prestados por sistemas baseados em hidrogênio podem ser citados a resposta rápida à frequência, o suporte de tensão, a capacidade de partida a frio, entre diversos outros (Haoxin *et al.*, 2025; Jovan; Dolanc, 2020).

A estabilidade da rede elétrica pode ser aprimorada com o uso de sistemas de armazenamento baseados em hidrogênio, dada sua capacidade de armazenar energia por longos períodos. Essa característica os torna ideais para sustentar cargas elevadas durante interrupções no fornecimento. Além disso, sua modularidade e escalabilidade fortalecem seu potencial como uma solução promissora, com estudos ao redor do mundo já comprovando sua eficácia (Ashraf; Mae; Matsubishi, 2025).

2.2.3.4 Desafios

Embora sistemas baseados em hidrogênio possam contribuir para o fortalecimento da rede elétrica, ainda existem entraves que comprometem seu pleno desenvolvimento. Um dos principais desafios é a baixa eficiência do processo, uma vez que o hidrogênio precisa passar por etapas de compressão, armazenamento e transporte antes de ser convertido novamente em eletricidade por meio de células a combustível. Estima-se que a eficiência global desse ciclo seja da ordem de 40% (Cozzolino; Bella, 2024).

Outros obstáculos também podem ser destacados, como aponta Cozzolino e Bella (2024), incluindo os elevados custos de capital, a ausência de infraestrutura adequada para transporte e armazenamento, além de uma regulamentação ainda incipiente. Especificamente quanto a este último aspecto, a falta de diretrizes claras reduz, inclusive, a atratividade do mercado de serviços ancilares.

2.2.4 Residencial

A demanda energética para fins residenciais, especialmente para o fornecimento de calor, tem recebido atenção crescente diante de projeções que indicam um aumento expressivo até o final do século. Estima-se, por exemplo, que a demanda da China dobre, enquanto a da Índia poderá crescer até cinco vezes. Na Europa, estudos também apontam para um aumento significativo no consumo energético do setor residencial. Nesse contexto, o hidrogênio surge como uma alternativa para atender a essa demanda crescente sem comprometer as metas climáticas (Schiro; Stoppato; Benato, 2020).

Ao analisar as características das principais infraestruturas de distribuição de gás para aquecimento, Jovan e Dolanc (2020) argumentam que o hidrogênio pode ser injetado nas redes existentes em proporções limitadas, de modo a não comprometer sua operação. Os autores também destacam que, mesmo com a adição de volumes mais elevados, por volta de 25%, os ganhos em termos de redução de emissões de CO₂ ainda seriam modestos.

Complementando essa análise, Longoria, Lynch e Curtis (2021) concluíram que a substituição de combustíveis fósseis por hidrogênio nas redes de gás para aquecimento resultaria em uma redução pouco expressiva nas emissões, o que não justificaria os altos custos associados à implementação dessa rota tecnológica.

Assim, embora o mercado residencial represente uma oportunidade para o hidrogênio renovável, sua aplicação nesse setor ainda enfrenta obstáculos significativos. A necessidade de uma infraestrutura mais robusta, aliada à competitividade econômica dos combustíveis fósseis atualmente utilizados, torna essa alternativa inviável no curto prazo (Jovan; Dolanc, 2020).

2.2.5 Mobilidade

O setor de mobilidade é responsável por quase um quarto das emissões globais de gases de efeito estufa, o que o torna um dos principais alvos para estratégias de mitigação de poluentes. Nesse contexto, diversos países têm buscado alternativas aos combustíveis fósseis com o objetivo de alcançar a neutralidade de carbono (Durkin *et al.*, 2024).

O hidrogênio renovável surge como uma solução para viabilizar as metas climáticas, seja por meio do uso de tecnologias como os Veículos de Célula a Combustível de Hidrogênio (HFCV, do inglês *Hydrogen Fuel Cell Vehicles*), seja por sua aplicação em Veículos com Motor de Combustão Interna a Hidrogênio (HICEV, do inglês *Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle*) (Durkin *et al.*, 2024).

No contexto da competitividade entre tecnologias de transporte com menor impacto ambiental, os HFCV despontam como uma alternativa promissora aos Veículos Elétricos a Bateria (BEV, do inglês *Battery Electric Vehicles*). Entre as suas principais vantagens, destacam-se o tempo de reabastecimento mais rápido, a maior autonomia e as emissões praticamente nulas durante a operação. Ademais, essa tecnologia pode vir a operar futuramente como armazenador de energia distribuído (Vehicle-to-Grid), devolvendo a eletricidade à rede quando conveniente (Oldenbroek *et al.*, 2021; Dong *et al.*, 2023).

Além do uso direto do hidrogênio renovável no setor de mobilidade, alguns de seus derivados, como a amônia e o metanol, também se destacam como alternativas mais limpas para aplicações em transporte de longa distância. Essas substâncias oferecem soluções para veículos pesados, embarcações e aeronaves, ampliando o alcance do hidrogênio em diferentes modais (Li *et al.*, 2025).

De modo particular, o setor de embarcações marítimas tem demonstrado crescente interesse em soluções baseadas em hidrogênio como forma de reduzir seu impacto ambiental. De acordo com dados da Organização Marítima Internacional (IMO, do inglês *International Maritime Organization*), o setor é responsável por aproximadamente 1.036 Mt de emissões de CO₂ por ano (Perna *et al.*, 2023).

O setor de aviação também tem buscado alternativas para cumprir a meta de reduzir pela metade suas emissões até 2050. Nesse contexto, Tak *et al.* (2025) destaca o hidrogênio renovável não apenas como uma opção, mas como uma necessidade para a descarbonização da aviação, especialmente em voos de médio e longo alcance. Isso se deve ao fato de que o hidrogênio líquido possui densidade energética mássica aproximadamente três vezes maior que a do diesel.

2.3 Panorama Nacional e Cearense

Cientes do potencial do hidrogênio renovável como elemento facilitador para o cumprimento das metas climáticas, mais de trinta países já anunciaram planos e metas para o desenvolvimento desse vetor. No Brasil, as discussões também têm avançado, com destaque para a publicação, em 2023, do Plano de Trabalho Trienal do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que visa fortalecer as potencialidades do país nesse mercado emergente (Brito *et al.*, 2025).

O Brasil possui um elevado potencial para a produção de hidrogênio renovável, impulsionado pela abundância de recursos naturais e por uma matriz elétrica renovável e diversificada, o que confere ao país uma posição estratégica no cenário internacional. Além dos benefícios ambientais, o desenvolvimento de uma cadeia nacional de H₂ pode fortalecer a segurança energética, estimular o setor químico e abrir novas oportunidades comerciais com países de diferentes regiões do mundo (Maldonado *et al.*, 2025).

Apesar das potencialidades para o desenvolvimento do hidrogênio renovável no Brasil, conforme destacado por Garlet *et al.* (2024), ainda existem lacunas que precisam ser

consideradas para uma avaliação mais realista do cenário nacional, incluindo aspectos econômicos, tecnológicos e políticos. Nesse sentido, Silva (2023) ressalta também a importância de se observar a relação entre os recursos hídricos e energéticos, elementos fundamentais para o processo de eletrólise, cuja disponibilidade e uso sustentável não podem ser negligenciados.

2.3.1 Aspectos energéticos

Ao analisar o Sistema Interligado Nacional (SIN), observa-se a predominância de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2025, ao se considerar apenas o SIN, desconsiderando os Sistemas Isolados, a importação de eletricidade, a autoprodução não-injetada na rede e a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), a participação de fontes renováveis atinge 91,2%. Já quando se considera toda a geração nacional, acrescida da importação líquida, a renovabilidade da matriz elétrica é de 88,2% (EPE, 2025a).

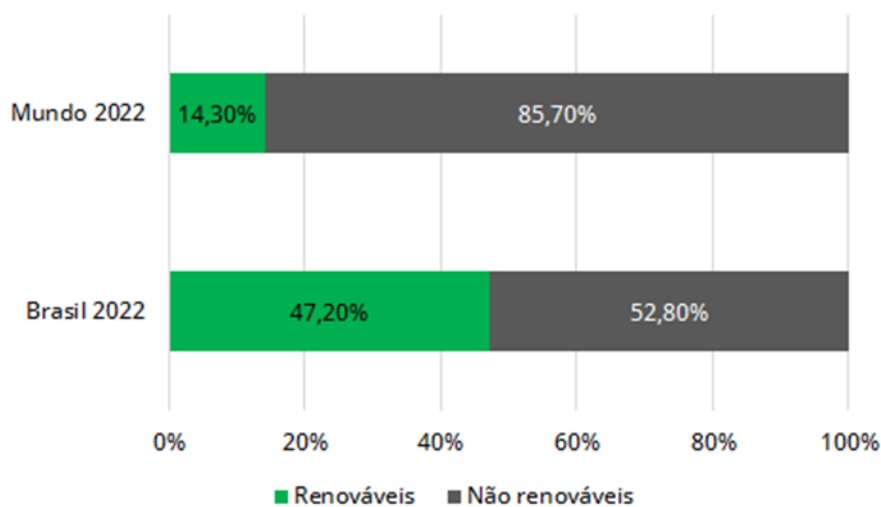
O BEN de 2025 também destaca o crescimento da geração de energia eólica e solar fotovoltaica no SIN, com taxas de variação positivas em relação aos dados de 2024, de 12,4% e 39,6%, respectivamente.

De forma mais abrangente, a matriz energética brasileira também apresenta índices de renovabilidade expressivos. Segundo dados do BEN 2025, o país atingiu o marco histórico de 50% da matriz composta por fontes renováveis. Para fins de comparação, a Figura 8 exibe os dados da matriz energética brasileira em 2022 em contraste com a matriz energética mundial no mesmo ano.

O Ceará possui um papel de destaque no cenário da geração de energia renovável no Brasil. No que se refere à geração eólica, segundo o Boletim Anual de 2024 da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2025), o estado ocupou a quarta posição entre os maiores geradores do país, com 7,01 TWh.

Já na geração solar fotovoltaica, dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2025) indicam que, em 2024, o Ceará também ficou em quarto lugar entre os estados com maior potência instalada de geração centralizada, com 17.397,7 MW. Na geração distribuída, o estado alcançou uma potência instalada de 1.365,2 MW, reforçando seu protagonismo no setor.

Figura 8 – Matriz Energética Brasileira e Mundial de 2022



Fonte: Adaptado de EPE (2025a).

Apesar dos valores atuais já serem expressivos, o potencial de geração renovável do Ceará é ainda mais promissor. Para efeito de comparação, se todo o potencial eólico do estado fosse aproveitado, sua geração superaria em mais de duas vezes a atual capacidade instalada de energia eólica no Brasil, que é de 33,73 GW. No caso da energia solar fotovoltaica, o aproveitamento total do potencial cearense representaria quase onze vezes a potência solar fotovoltaica atualmente instalada no país (57,67 GW) (ABEEólica, 2025; ABSOLAR, 2025; Camargo Schubert Engenheiros Associados, 2019).

O elevado potencial de geração renovável no estado, aliado à crescente expansão dessas fontes no Brasil, pode favorecer o desenvolvimento de empreendimentos voltados à produção de hidrogênio renovável com uso de instalações dedicadas. Além disso, a expressiva participação de fontes renováveis na matriz elétrica nacional, que supera os 90% no SIN, também permite que o hidrogênio seja produzido a partir da energia elétrica da rede, mantendo uma baixa intensidade de emissões.

2.3.2 Água

A disponibilidade de água é um fator essencial para a produção de hidrogênio por eletrólise. No caso do Ceará, que historicamente enfrenta períodos de seca e dificuldades no abastecimento, torna-se ainda mais necessário considerar os impactos sobre os recursos hídricos ao avaliar a viabilidade da instalação de empreendimentos desse tipo (Leal *et al.*, 2025).

A água é utilizada não apenas como insumo para o eletrolisador, mas também no sistema de resfriamento do processo. Em média, sistemas com eletrolisadores do tipo PEM requerem a utilização de 25,7 litros de água por quilograma de hidrogênio produzido, sendo

17,5 litros efetivamente consumidos. No caso de sistemas que usam a tecnologia ALK, a média de utilização é de 32,2 litros, com um consumo efetivo de 22,3 litros por quilograma de hidrogênio (IRENA; Bluerisk, 2023).

O eletrolisador requer água ultrapura, geralmente classificada como tipo I ou II, segundo os padrões da Sociedade Americana para Testes e Materiais (ASTM, do inglês *American Society for Testing and Materials*), com condutividade iônica inferior a 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$, conforme a norma ISO 2696. Para atender a esse requisito, a água utilizada deve passar por um processo de purificação antes do uso. Essa etapa é fundamental para garantir a integridade do sistema, uma vez que a presença de impurezas pode causar danos ao eletrólito e comprometer o desempenho do eletrolisador (Santana *et al.*, 2023).

Santana *et al.* (2023) ressalta a importância de uma avaliação criteriosa das fontes de água ao se planejar projetos de usinas de produção de H_2 renovável, considerando tanto os custos quanto a viabilidade técnica. O autor aponta que o uso da água proveniente da rede de distribuição convencional tende a ser economicamente mais vantajoso. Contudo, essa escolha deve levar em conta fatores locais, como regulamentações, disponibilidade hídrica e as condições climáticas e geográficas da região.

2.3.3 Regulamentação do Hidrogênio Renovável

Conforme apresentado, o hidrogênio renovável apresenta diversas possibilidades de aplicação e se mostra bastante promissor do ponto de vista ambiental. No entanto, incertezas nos campos tecnológico e regulatório ainda limitam o crescimento desse mercado, que, em sentido estrito, ainda não se consolidou, uma vez que não há trocas comerciais estabelecidas entre produtores e consumidores (Gabrielli; Tokarski, 2024).

Nesse processo de consolidação, é imprescindível o estabelecimento de padrões e certificações que atestem a origem do hidrogênio, especialmente diante da variedade de rotas tecnológicas, renováveis ou não, existentes para sua produção. Essas certificações devem estar alinhadas tanto com os requisitos nacionais quanto com as exigências internacionais, de modo a apoiar o desenvolvimento de um mercado global de hidrogênio (Gabrielli; Tokarski, 2024).

2.3.3.1 Iniciativa da CCEE para Certificação de Hidrogênio

De maneira preliminar, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) lançou, uma versão inicial do sistema de certificação do hidrogênio (Azevedo, 2023), baseada nas diretrizes do mercado global. Como a CCEE possui o registro de todos os contratos de energia, além da medição de toda a geração e consumo no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ela pode fornecer informações sobre a origem da eletricidade utilizada na produção de hidrogênio (Fernandes *et al.*, 2023).

Essa versão inicial propôs a certificação do hidrogênio produzido por meio da eletrólise da água, com a planta de produção conectada ao SIN por meio de Contrato de Compra de Energia (PPA, do inglês *Power Purchase Agreement*) e/ou em regime de autoprodução renovável ou produzido com conexão direta a uma planta de geração renovável. As demais especificações podem ser consultadas na Figura 9 (Azevedo, 2023).

Figura 9 – Especificações da versão inicial da certificação de hidrogênio da CCEE

ESPECIFICAÇÕES					
Abrangência	Método de produção	Modalidade	Emissões	Correlação temporal	Entrega
Hidrogênio	Eletrólise	Produtores conectados ao SIN com PPA e/ou autoprodução renovável ou conexão direta	Contabiliza emissões indiretas associadas ao consumo de energia elétrica	Mensal ou Trimestral	Certificado em PDF

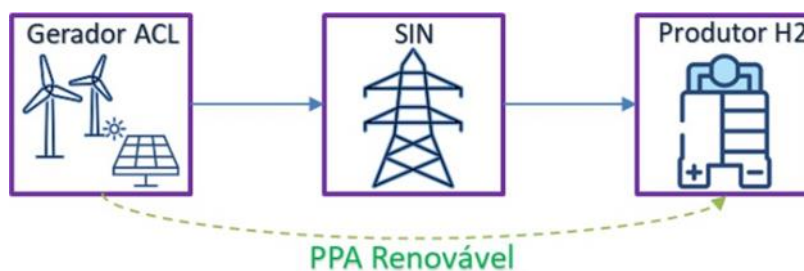
Fonte: Adaptado de Azevedo (2023).

Para fins de realização do balanço energético na certificação do hidrogênio, a CCEE estabeleceu quatro perfis de suprimento de energia, classificados conforme a modalidade de conexão ao SIN ou de autoprodução.

A. Perfil 1 - PPA com Fonte Renovável

De acordo com o Manual de Certificação de Hidrogênio da CCEE, esse perfil contempla casos em que o produtor de hidrogênio está conectada ao SIN e firmou um contrato de PPA que garante o fornecimento exclusivo de energia proveniente de fonte renovável. Essa garantia é assegurada por meio de um sistema de análise de dados que integra contratos, geração física e consumo físico. Em resumo, a CCEE vincula o contrato à fonte geradora, realizando verificações periódicas para confirmar que a energia elétrica utilizada na produção de H₂ é, de fato, proveniente de fonte renovável.

Figura 10 – Ilustração do perfil conectado ao SIN com PPA

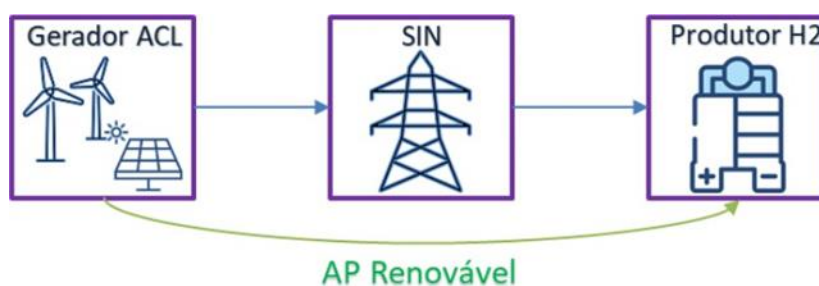


Fonte: (Azevedo, 2023).

B. Perfil 2 - Autoprodução com Fonte Renovável

Neste perfil, o produtor também está conectado ao SIN, porém conta com unidade própria de geração renovável. A CCEE é responsável por realizar medições periódicas para verificar se a energia consumida na produção de hidrogênio corresponde à energia gerada no mesmo período.

Figura 11 – Ilustração do perfil conectado ao SIN com autoprodução renovável

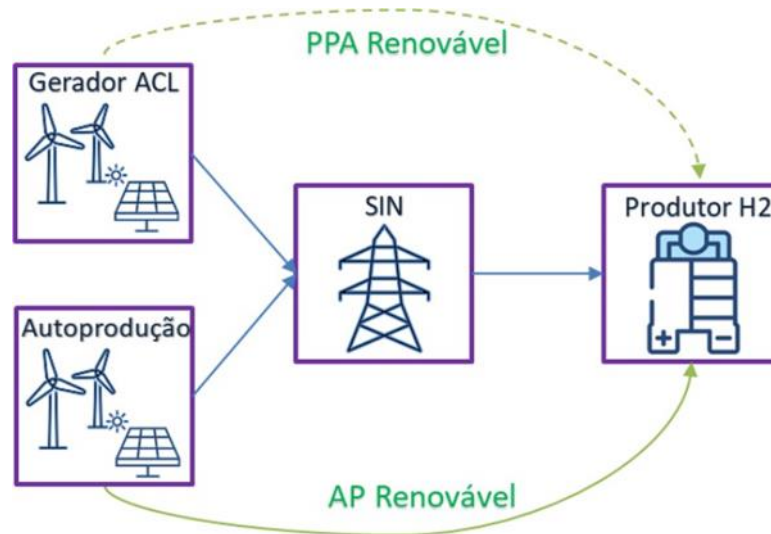


Fonte: (Azevedo, 2023).

C. Perfil 3 - PPA + Autoprodução com Fonte Renovável

Este perfil combina os dois anteriores, envolvendo a conexão ao SIN com aquisição de energia renovável via PPA e a presença de autoprodução por meio de unidade própria de geração. Nesse caso, a CCEE realiza verificações periódicas para confirmar se a soma da energia renovável gerada localmente com a adquirida por meio do contrato ACL foi suficiente para atender à produção de H₂ no período.

Figura 12 – Ilustração do perfil conectado ao SIN com PPA e autoprodução renovável



Fonte: (Azevedo, 2023).

D. Perfil 4 - Conexão Direta e Autoprodução

O quarto perfil se diferencia dos demais pela ausência de conexão com o SIN. Nesse cenário, o produtor é totalmente autossuficiente, utilizando exclusivamente energia elétrica gerada localmente por fonte renovável. A CCEE realiza verificações periódicas para confirmar que a quantidade de energia elétrica gerada é sempre igual à consumida.

Figura 13 – Ilustração do perfil desconectado do SIN e com autoprodução renovável



Fonte: (Azevedo, 2023).

2.3.3.2 Cenário Regulatório Atual no Brasil

No Brasil, conforme descrito por Nunes e Gonçalves (2024), têm sido feitos esforços para a criação de um arcabouço regulatório voltado à produção nacional de hidrogênio renovável. Apoiando o PNH2, em maio de 2023, a Câmara dos Deputados instalou a Comissão Especial de Transição Energética e Produção de Hidrogênio Verde, com o objetivo de

acompanhar a implementação das medidas relacionadas à transição energética no país, promover pesquisas sobre o tema, levantar iniciativas legislativas em andamento no Congresso, avaliar as ações do Poder Executivo e dialogar com as diversas entidades representativas do setor.

Em 2 de agosto de 2024, foi sancionada a Lei nº 14.948/2024, que institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono. A nova legislação tem como objetivo criar um ambiente regulatório seguro e atrativo para investimentos, promovendo a certificação e a competitividade do hidrogênio produzido no país. Entre seus destaques, está a criação do Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio (SBCH2), que visa fornecer transparência e confiabilidade para consumidores e mercados, por meio da emissão de certificados que atestam a pegada de carbono do hidrogênio produzido no Brasil (Carvalho, 2025).

Outro dispositivo de destaque instituído pela Lei nº 14.948/2024 é o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), que tem como objetivo impulsionar o avanço tecnológico e industrial, estimular a competitividade e agregar valor aos setores produtivos do país. O regime está em vigor desde 1º de janeiro de 2025 (Brasil, 2024b).

O projeto de lei original (PL 2308/2023) previa a concessão de incentivos fiscais, como a suspensão de PIS, Cofins, PIS-Importação e Cofins-Importação na aquisição ou importação de equipamentos destinados a projetos de hidrogênio. No entanto, esse trecho foi retirado do texto final aprovado referente à Rehidro, ficando a definição desses incentivos condicionada à regulamentação posterior (Brasil, 2024a).

Conforme destacado por Carvalho (2025), a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Lei nº 14.948/2024) já representa um avanço significativo para o posicionamento do país como referência global na transição energética. No entanto, ainda se faz necessária a criação de regras claras, estáveis e bem coordenadas, a fim de estabelecer um ambiente regulatório adequado no Brasil.

2.3.4 Perspectivas de Investimentos em Hidrogênio

Aliado às condições climáticas favoráveis e ao avanço de uma estrutura regulatória e de incentivos voltada à produção de hidrogênio renovável, o Brasil tem se destacado no cenário internacional. A cooperação internacional, especialmente com a Alemanha, tem desempenhado papel relevante nesse processo. Um exemplo é o projeto H2Brasil, desenvolvido

pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, que tem contribuído significativamente para a promoção e expansão do mercado de H₂ no país (Garlet *et al.*, 2024).

Segundo levantamento da Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde (ABIHV), o setor de hidrogênio verde no Brasil projeta um superávit de R\$ 75 bilhões até 2030. Parte expressiva desse montante deve ser proveniente de investimentos de países europeus, que buscam reduzir a dependência do gás natural russo. Além do mercado externo, também há expectativas de crescimento da demanda no mercado interno brasileiro (Garcia, 2024).

O Brasil, embora seja uma potência agrícola, ainda depende fortemente da importação de fertilizantes. Em 2019, o país importou cerca de 2,4 bilhões de dólares em fertilizantes. A utilização do hidrogênio renovável pode viabilizar a produção local de fertilizantes sustentáveis, reduzindo a dependência externa. Com as perspectivas em torno da amônia verde, o país tende a intensificar os investimentos nesse setor (Kelman *et al.*, 2020).

Neste sentido, estudo realizado em 2024 pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) aponta que os investimentos já anunciados no setor de hidrogênio renovável no Brasil somam R\$ 188,7 bilhões. O estudo também destaca a crescente atratividade do mercado brasileiro, prevendo que, até 2030, o país deverá se posicionar entre os produtores de hidrogênio com menor custo do mundo (Farias, 2024).

Diversos portos brasileiros estão desenvolvendo projetos relacionados ao tema, com destaque para o Porto do Pecém, no Ceará, que possui um *Hub* de Hidrogênio Verde e deve ter aporte de mais de R\$ 131 bilhões em investimentos de projetos de várias empresas (Ceará, 2025).

2.4 Avaliações Técnico-Econômicas para Empreendimentos de Hidrogênio Renovável

A implementação de projetos de produção de hidrogênio renovável em larga escala exige a adoção de uma série de medidas, conforme ressalta Siffert e Rocha (2025). Dentre essas ações, destaca-se a realização de estudos de viabilidade técnica e econômica como etapa fundamental para o êxito dos empreendimentos.

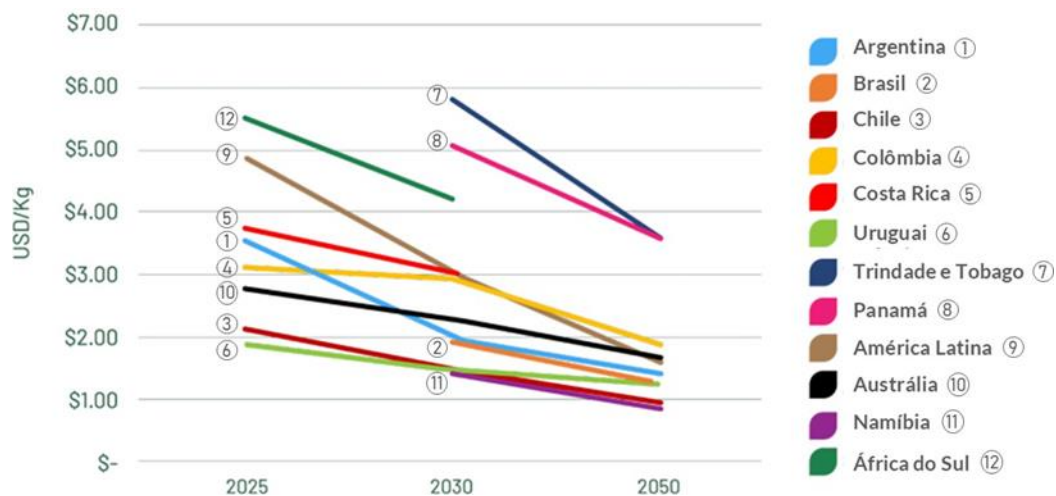
Os estudos de viabilidade econômica são essenciais para indicar a atratividade do empreendimento e, assim, viabilizar a mobilização de recursos para investimentos. Além disso, a análise das condições de demanda, como preços, quantidades e prazos, também compõe parte relevante da avaliação técnico-operacional. A ausência de estudos robustos pode levar à

subestimação de custos ou superestimação de retornos, comprometendo a sustentabilidade do projeto (Siffert; Rocha, 2025).

Assim como destacado por Wolf *et al.* (2025), no contexto de plantas de hidrogênio, um dos principais indicadores econômicos é o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH, do inglês *Levelized Cost of Hydrogen*). Trata-se de uma metodologia já consolidada na literatura científica, que representa o custo mínimo necessário por unidade de hidrogênio produzido para cobrir todos os custos do projeto ao longo de sua vida útil.

De acordo com o estudo de Gischler *et al.* (2023), o Brasil pode ser considerado um agente de destaque entre os países produtores de hidrogênio renovável. A Figura 14 ilustra a variação do LCOH em países da América Latina e em outras nações relevantes no setor, no período de 2025 a 2050, com base em estratégias, roteiros e relatórios nacionais sobre hidrogênio. No caso do Brasil, estima-se que, a partir de 2030, o LCOH se mantenha entre 1 e 2 US\$/kg de H₂, com tendência de redução ao longo dos anos.

Figura 14 – Estimativa de variação do LCOH entre 2025-2050



Fonte: Adaptado de Gurlit *et al.* (2021, p. 5).

Este indicador é altamente sensível à fonte de energia elétrica utilizada na produção, uma vez que, conforme destacado por Gischler *et al.* (2023), os custos com eletricidade podem representar mais de 75% do custo total de produção do hidrogênio renovável. Nesse contexto, torna-se essencial o desenvolvimento de estratégias voltadas à redução dos custos também na geração de energia renovável.

A etapa de planejamento é crucial para projetos de produção de hidrogênio. Como demonstrado por Barakat, Pata e Shahzad (2025), esse tipo de análise permite comparar diferentes configurações de sistemas e quantificar sua viabilidade financeira e operacional sob diversas condições técnicas e de mercado. Por meio de uma análise financeira robusta, é possível identificar a sensibilidade dos indicadores a variáveis críticas, como custos de componentes e insumos, influenciando diretamente a robustez financeira dos projetos.

Diante disso, diversos estudos têm sido desenvolvidos internacionalmente, com o objetivo de quantificar os impactos econômicos da produção de hidrogênio e fornecer subsídios relevantes para a tomada de decisão quanto aos investimentos no setor e às estratégias de aprimoramento tecnológico.

Entre estas iniciativas, destaca-se a ferramenta elaborada pela *Agora Energiewende*, desenvolvida para estimar o LCOH em um contexto de expansão acelerada do hidrogênio verde na Europa. Conforme destacado em seu relatório, Agora Industry e Umlaut (2023) indicaram que sua ferramenta buscou padronizar e simplificar o cálculo do LCOH, considerando a divergência observada entre diferentes projeções, uma vez que as metodologias aplicadas para definição dos limites do sistema e composição dos custos nem sempre são equivalentes.

Nesse sentido, Agora Industry e Umlaut (2023) desenvolveram uma planilha interativa que permite ao usuário calcular o LCOH do hidrogênio produzido por eletrólise a partir da inserção de parâmetros como o CAPEX do eletrolisador, taxa de desconto, preço da eletricidade, horas de operação da planta, vida útil e custos de substituição da pilha eletrolítica, entre outros. Cabe destacar que a ferramenta não contempla os custos relacionados ao sistema interno de distribuição elétrica. Como resultado, são apresentados ao usuário o valor do LCOH e a respectiva composição dos custos.

Ainda voltado para a Europa, o *Clean Hydrogen Joint Undertaking* também desenvolveu uma plataforma capaz de estimar o custo de produção do hidrogênio obtido por eletrólise, abrangendo 29 países do continente. Em seu manual metodológico, são detalhados os pressupostos e cálculos adotados, considerando custos com a tecnologia de eletrólise (PEM ou ALK), a fonte de eletricidade (rede elétrica, solar fotovoltaica, eólica onshore e offshore), as taxas referentes ao uso da rede, os custos de substituição da pilha, entre outros (Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2024).

A ferramenta apresenta o valor do LCOH e a participação dos componentes na formação do indicador, com base em dados padronizados pela própria ferramenta ou em in-

formações fornecidas pelo usuário (European Hydrogen Observatory, 2024). A Figura 15 ilustra a interface gráfica da calculadora de LCOH disponível no *European Hydrogen Observatory*.

Figura 15 – Calculadora de LCOH do European Hydrogen Observatory



Fonte: (European Hydrogen Observatory, 2024).

Em contraposição ao cenário europeu, observa-se uma escassez de ferramentas voltadas à estimativa dos custos de produção de hidrogênio obtido por eletrólise da água no contexto brasileiro. Essa limitação evidencia a necessidade de iniciativas nacionais que considerem as particularidades técnicas, econômicas e regulatórias do país, de modo a apoiar a formulação de políticas públicas e decisões de investimento no setor.

Ainda que restritos, alguns estudos têm buscado quantificar a produção e os custos associados ao hidrogênio no Brasil. A Clean Energy Latin America (CELA), empresa de consultoria especializada em energias renováveis, aponta que o LCOH nacional varia entre R\$ 15,96/kg e R\$ 34,74/kg (CELA, 2024), valores obtidos a partir de modelagens baseadas em parâmetros econômicos e operacionais representativos do mercado brasileiro.

Para o contexto cearense, Castro *et al.* (2023) realizou uma avaliação georreferenciada do potencial de produção de hidrogênio no Ceará, analisando indicadores técnico-econômicos. Embora tenha um escopo mais restrito, a pesquisa incorporou uma análise abrangente, avaliando não apenas o LCOH, mas também outros aspectos da viabilidade econômica e ambiental, como emissões de CO₂ equivalente, TIR (Taxa Interna de Retorno) e Payback.

De maneira semelhante, Dantas (2025) analisou a competitividade econômica da produção de hidrogênio renovável no Ceará, considerando diferentes cenários para a determinação de indicadores técnicos e econômicos. O estudo avaliou distintas formas de suprimento energético para a eletrólise, incluindo autoprodução eólica e solar, tanto conectadas quanto desconectadas à rede elétrica, bem como por meio de contratos de fornecimento de longo prazo. Entre os cenários mais representativos, os valores de LCOH variaram aproximadamente entre R\$ 19,74/kg e R\$ 23,69/kg.

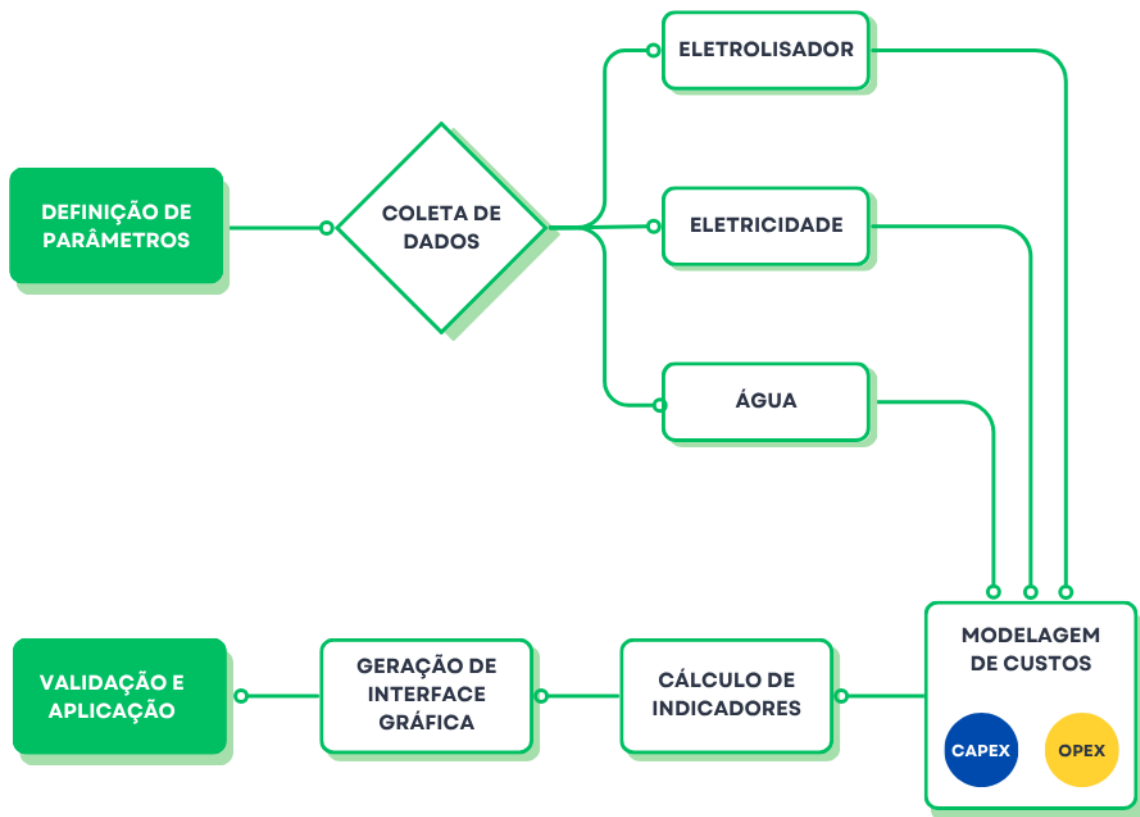
Dessa forma, observa-se que, embora ainda não haja uma plataforma cearense semelhante às internacionais, ou mesmo uma ferramenta nacional robusta e consolidada para realização de estudos desse tipo, trabalhos como de Dantas (2025) e Castro *et al.* (2023) demonstram a possibilidade de conduzir análises detalhadas e contextualizadas. Essa abordagem abrangente, ao considerar indicadores além do LCOH, permite uma avaliação estratégica adaptada às particularidades regionais, fornecendo subsídios relevantes para políticas públicas e decisões de investimento no setor de hidrogênio renovável.

De forma geral, pode-se afirmar que o desenvolvimento de uma estratégia adaptável às condições reais é essencial para a otimização técnico-econômica de sistemas de hidrogênio renovável. Com isso, torna-se possível integrar variáveis locais e identificar desafios específicos que impactam diretamente a viabilidade dos projetos (Wolf *et al.*, 2025).

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, apresenta-se a metodologia empregada para o desenvolvimento deste trabalho. Com o objetivo de construir uma aplicação voltada à realização de análises técnico- econômicas sobre a produção de hidrogênio renovável, as avaliações foram organizadas em três eixos principais: eletrólise, energia e água. A partir dessas análises, foram extraídos os indicadores financeiros do projeto. A Figura 16 apresenta o fluxo metodológico adotado ao longo do estudo.

Figura 16 – Fluxograma da metodologia aplicada no trabalho



Fonte: Autoria própria.

3.1 Definição de Parâmetros

Como primeira etapa do plano de ação, antes da aplicação dos cálculos e das avaliações financeiras, foi necessário definir os fundamentos e objetivos que norteiam o estudo. Considerando que se trata de um tema de elevado interesse público e sujeito a constantes avanços tecnológicos, optou-se por conferir modularidade aos estudos de caso. Dessa forma, a ferramenta desenvolvida permite o ajuste das variáveis conforme as condições específicas de cada projeto.

A ferramenta desenvolvida, denominada *H2Calculator*, tem como objetivo analisar a viabilidade de projetos de produção de H₂ renovável, a partir da definição da quantidade de hidrogênio, em quilogramas, que se deseja produzir ao longo de um ano. Essa estimativa anual de produção representa a principal variável de entrada da análise a ser realizada.

Nesse contexto, também é importante considerar a taxa de operação do empreendimento, que corresponde ao tempo de funcionamento do eletrolisador ao longo do ano. Esse valor deve ser informado pelo usuário e será utilizado como dado de entrada na ferramenta para a realização da análise.

Para tanto, algumas considerações foram adotadas a fim de delimitar o escopo do trabalho. Conforme observado em relatórios técnicos da IEA, considerou-se que o tempo de vida útil dos empreendimentos é de 25 anos. Além disso, como destacado por Valini Neto (2024), em projetos de longo prazo é necessário definir uma taxa de desconto, a fim de estimar os riscos e os ganhos potenciais. Esse parâmetro é essencial para o cálculo de outros indicadores financeiros, como o Valor Presente Líquido (VPL).

Entre as estratégias que podem ser utilizadas para definição da taxa de desconto, destaca-se o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*). Essa metodologia permite determinar a taxa mínima necessária para tornar o investimento atrativo (Hargrave, 2024).

A equação para determinação do WACC é descrita em (3.1).

$$WACC = \left(\frac{E}{V}\right) K_e + \left(\frac{D}{V}\right) K_d(1 - T_c) \quad (3.1)$$

Em que E representa o valor de mercado do capital próprio da empresa, D o valor de mercado da dívida da empresa, V o valor total de mercado da empresa, K_e o custo do capital próprio, K_d o custo da dívida e T_c a taxa de imposto corporativo.

O custo do capital próprio pode ser encontrando usando o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM, do inglês *Capital Asset Pricing Model*). A Equação (3.2) apresenta essa metodologia (Valini Neto, 2024).

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (3.2)$$

Em que:

K_e: Custo de Capital Próprio

R_f: Taxa livre de Riscos

β : Nível de risco sistêmico

R_m : Taxa de Risco (Retorno esperado de mercado)

A taxa de desconto, ou Taxa Mínima de Atratividade (TMA), constitui um dos principais parâmetros na análise de viabilidade do projeto, uma vez que impacta diretamente todos os indicadores financeiros avaliados pela ferramenta desenvolvida. Seu valor padrão foi definido pela aplicação da Equação (3.1), com base nas informações reunidas na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros financeiros utilizados na análise

Indicador	Valor
Taxa Selic (%)	9,55
Beta - Fator de Risco do projeto em relação ao mercado	1,2
Retorno Esperado do Mercado (%)	12
Capital Próprio (%)	20
Capital de Terceiros (%)	80
Alíquota de Imposto de Renda (%)	34
Inflação (%)	5,78
Taxa financiamento BNDES (%)	9,88

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Taxa Selic utilizada foi obtida a partir de dados do Banco Central do Brasil, considerando a média dos últimos dez anos. Para aplicação na Equação (3.2), a Taxa Selic representa a taxa livre de riscos. A taxa R_m , por sua vez, foi assumida como uma taxa de crescimento de 12%, conforme argumentado por Zeni (2024). Além disso, com base no mesmo estudo, utilizou-se um beta médio de 1,2 para o setor de hidrogênio renovável, dado o cenário de incertezas regulatórias e volatilidade tecnológica característicos desse setor. Com esses parâmetros, obteve-se um custo de capital próprio igual a 12,49%.

Para determinar o custo da dívida, adotou-se como referência a Taxa de Longo Prazo (TLP) do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES, 2025), composta pela inflação acrescida de uma parcela média de 4,10% ao ano, conforme dados médios compreendidos entre janeiro de 2018 e julho de 2025. A inflação considerada (Tabela 1) corresponde à média do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) dos últimos dez anos, segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2025).

Adicionalmente, com base em informações da Trading Economics (2025), foi adotada uma alíquota de imposto corporativo de 34% (Tabela 1). Considerou-se ainda uma estrutura de capital composta por 20% de capital próprio e 80% de capital de terceiros.

Como resultado, obteve-se um WACC de 7,71%, valor que foi estabelecido como a TMA padrão sugerida pela ferramenta. Cabe ressaltar, no entanto, que o usuário tem a

flexibilidade de definir uma taxa de retorno diferente, de acordo com as particularidades de seu projeto.

3.1.1 Custos Relacionados ao Eletrolisador

Um dos principais pré-requisitos para a implementação de projetos de produção de hidrogênio é a escolha da tecnologia de eletrólise a ser empregada. Cada tecnologia apresenta particularidades operacionais e custos distintos, o que pode impactar diretamente o custo final do hidrogênio produzido.

Diante disso, este trabalho buscou levantar as principais características dos tipos de eletrolisadores mais utilizados, PEM e Alcalino, de modo que a ferramenta desenvolvida seja capaz de realizar análises com maior fidelidade às condições reais. A Tabela 2 destaca algumas propriedades desses eletrolisadores.

Tabela 2 – Comparação entre eletrolisadores ALK e PEM

Propriedades	ALK	PEM
Eficiência (%)	68 – 77	70 – 80
Vida útil da pilha (h)	60.000 – 100.000	50.000 – 90.000
Degradação da pilha (% a cada 1000 h)	0,13	0,25
Maturidade tecnológica	Comercial	Quase comercial
Resposta dinâmica	Moderada	Alta
Impacto ambiental	Moderado	Baixo

Fonte: (Wang *et al.*, 2024; Tofighi-Milani; Fattaheian-Dehkordi; Lehtonen, 2025)

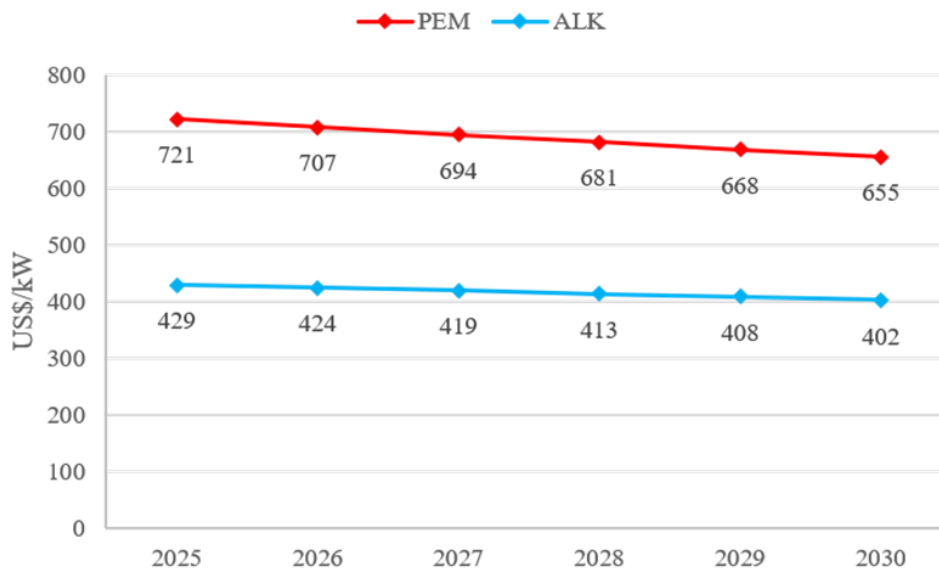
Outro ponto de atenção refere-se aos custos associados a cada tecnologia. Neste trabalho, optou-se pela modelagem de custos envolvendo a produção de hidrogênio em larga escala conectada ao sistema de distribuição. Para tanto, foram utilizados dados do Electric Power Research Institute (EPRI, 2024) sobre as Despesas de Capital (CAPEX).

Na composição do CAPEX das plantas de eletrólise, o EPRI (2024) considera os custos referentes à obtenção do conjunto de pilhas eletrolíticas e o *Balance of Plant* (BOP), que engloba todos os equipamentos auxiliares necessários ao funcionamento do eletrolisador, como trocadores de calor, sistemas de purificação, instrumentação e controle. Também são incluídos os custos com o compressor, responsável por elevar a pressão do hidrogênio produzido. A Figura 17 apresenta as estimativas de CAPEX para plantas de eletrólise no período de 2025 a 2030, em que é possível observar uma tendência de redução.

Uma vez que o custo está diretamente relacionado à capacidade instalada da planta, torna-se necessário definir os parâmetros de projeto para sua determinação. Conforme

apresentado anteriormente no Capítulo 2, com base no Poder Calorífico Inferior (PCI) do hidrogênio, seu potencial energético máximo é de 120 MJ, o que equivale dizer que a produção de 1 kg de hidrogênio requer aproximadamente 33,33 kWh de energia, desconsiderando as perdas de rendimento do processo. Assim, a potência nominal do sistema será definida conforme apresentado na Equação (3.3), a partir da meta de produção anual informada pelo usuário e pela eficiência do eletrolisador.

Figura 17 – Custo médio de eletrolisadores PEM e ALK entre 2025 e 2030



Fonte: Adaptado de (EPRI, 2024).

$$P = \frac{Q \times PCI}{n \times t_{op}} \quad (3.3)$$

Sendo:

P: Capacidade instalada da planta (kW)

Q: Produção anual de hidrogênio desejada (kg)

PCI: Poder Calorífero Inferior (kWh)

n: Eficiência do eletrolisador

t_{op} : Tempo anual de operação da planta (h)

Embora uma produção alvo seja indicada, os eletrolisadores sofrem degradação ao longo do tempo de operação, conforme observado anteriormente na Tabela 2, o que resulta em perda de eficiência e, conseqüentemente, redução na produção real de hidrogênio. A Equação

(3.4) exibe a formulação que determina a eficiência efetiva da pilha a cada ano devido a sua degradação, adaptada com base em Park *et al.* (2025).

$$n_{efe} = n_0 \times (1 - tx_d)^{t_n/1000} \quad (3.4)$$

Sendo:

n_{efe} : Eficiência efetiva da pilha ao fim do ano (%)

n_0 : Eficiência referência ou do ano anterior (%)

tx_d : Taxa de degradação da pilha (%)

t_n : Tempo acumulado de operação (h)

Além disso, a vida útil das pilhas eletroquímicas é inferior ao horizonte de análise do projeto, sendo necessário considerar sua substituição em determinados momentos. Seguindo as diretrizes propostas por Park *et al.* (2025) e com base nas taxas de degradação apresentadas na Tabela 2, a troca da pilha deverá ocorrer quando a eficiência do eletrolisador atingir 70% do valor inicial ou ao fim de sua vida útil, prevalecendo o critério que for alcançado primeiro. Para fins de padronização e simplificação do modelo, e em conformidade com os intervalos de tempo previamente apresentados, será adotada uma vida útil de 10 anos para as pilhas.

Os custos associados à substituição das pilhas também podem ser estimados com base nos dados fornecidos pelo EPRI (2024). No entanto, considerando que a necessidade de troca ocorre em um horizonte temporal mais distante, é relevante observar a tendência de variação desses custos ao longo de um período mais amplo. A Tabela 3 apresenta os valores médios estimados para a substituição das pilhas entre os anos de 2025 e 2050.

Tabela 3 – Custo médio para substituição de pilhas de eletrolisadores PEM e ALK entre 2025 e 2050

Tecnologia de Eletrólise	Custo Médio de Substituição (\$/kW)
PEM	221
ALK	114

Fonte: Adaptado de (EPRI, 2024).

Em resumo, foram adotados como valores padrão a média dos intervalos de custo e eficiência de cada tecnologia, conforme destacado na Figura 17 e Tabelas 2 e 3. Ainda assim, a ferramenta permite que o usuário personalize o custo de CAPEX do eletrolisador e de substituição da pilha eletrolítica, inserindo outros valores, caso deseje. A Tabela 4 apresenta essas informações, convertendo os valores monetários para real.

Ainda no contexto dos eletrolisadores, é necessário considerar as condições para sua aquisição no mercado brasileiro. Atualmente, não há uma legislação específica que conceda isenções fiscais para equipamentos destinados à produção de hidrogênio renovável. Assim, serão aplicadas as taxas e impostos vigentes.

Tabela 4 – Características das tecnologias de eletrólise PEM e ALK

Tecnologia	Característica	Valor
PEM	Custo (R\$/kW)	3.880,32
	Custo de substituição da pilha (R\$/kW)	1.246,44
	Eficiência (%)	75,00
ALK	Custo (R\$/kW)	2.346,24
	Custo de substituição da pilha (R\$/kW)	642,96
	Eficiência (%)	72,50

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme destacado por The (2025), incidem sobre produtos importados os seguintes tributos: Imposto de Importação (II), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

Além disso, Khan *et al.* (2021) destacam a importância de se considerar custos de contingência, a fim de cobrir despesas imprevistas que possam surgir ao longo do projeto. A Tabela 5 apresenta um resumo das alíquotas de importação estabelecidas pela Receita Federal e pelo estado do Ceará, para o caso do ICMS, bem como a taxa de contingência sugerida pelos autores citados.

Tabela 5 – Alíquotas de tributos e taxa de contingência consideradas na análise

Taxas	Alíquota	Referência
II	12,60%	(Brasil, 2025b)
IPI	6,50%	(Brasil, 2025b)
PIS	2,10%	(Brasil, 2025b)
COFINS	9,65%	(Brasil, 2025b)
ICMS (Ceará)	20%	(Fonseca, 2025)
Taxa de contingência	15%	(Khan <i>et al.</i> , 2021)

Fonte: Autoria própria.

3.1.2 Custos Relacionados à Água

Considerando a importância da água no processo de produção de hidrogênio, faz-se necessário avaliar os custos relacionados à sua obtenção, com foco no contexto do estado do Ceará. No entanto, antes dessa análise, é preciso determinar o volume de água demandado durante a eletrólise.

Conforme mencionado na Seção 2.3.2, para as tecnologias PEM e ALK são necessários 25,7 e 32,2 litros de água, respectivamente, para a produção de 1 kg de hidrogênio. Desse total, apenas 10 litros são efetivamente utilizados no processo de eletrólise, após passarem por um tratamento de deionização. Assim, torna-se necessário compreender não apenas os custos de obtenção da água, mas também os custos associados à sua purificação.

A produção de água ultrapura é comumente realizada por meio dos processos de osmose reversa e troca iônica. De acordo com Amiruddin *et al.* (2023), o custo médio para obtenção de água ultrapura varia entre US\$ 0,15 e US\$ 0,50 por metro cúbico. É importante destacar que esses valores podem ser superiores, a depender da tecnologia de purificação utilizada e de outras especificidades do projeto. Neste trabalho, adota-se o valor superior do intervalo citado pelo autor, com o objetivo de aplicar um cenário conservador que contemple eventuais custos adicionais.

No Ceará, o fornecimento de água tratada é realizado pela Companhia de Água e Esgoto do Estado do Ceará (CAGECE), responsável pela distribuição de água aos consumidores. Esse tratamento, contudo, não elimina a necessidade de purificação adicional para obtenção de água ultrapura, exigida pelos eletrolisadores.

A água fornecida à CAGECE é captada e repassada pela Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos (COGERH), que também pode realizar o fornecimento de outras categorias de água, como a água de reuso, passível de utilização na produção de hidrogênio.

O Decreto nº 36.091/2024 estabelece a estrutura tarifária aplicável ao fornecimento de cada tipo de água da COGERH. A Tabela 6 apresenta os custos de referência adotados para cada categoria, conforme informações disponibilizadas pela CAGECE e pela COGERH.

Tabela 6 – Estrutura tarifária utilizada para uso de água

Categoria de uso	Tarifa (R\$/m ³)
Industrial com faixa de consumo superior a 50 m ³ (CAGECE)	25,23
Industrial com adução (COGERH)	3,73
Transferência de água de reuso (COGERH)	0,75

Fonte: Elaborada pelo autor.

Faz-se necessário compreender a disparidade entre os custos praticados por essas duas companhias. Conforme destacado por Araujo (2013), a COGERH tem como função a gestão dos recursos hídricos de domínio do Estado do Ceará, sendo incumbida de efetuar a cobrança da tarifa pelo uso desse recurso. Já a CAGECE atua mais próxima do usuário final,

assumindo a responsabilidade pelo tratamento e pela distribuição da água, o que incorpora custos adicionais à sua tarifa. Em determinadas situações, a COGERH também pode realizar a distribuição de água bruta, a depender de questões contratuais e da disponibilidade de infraestrutura local.

Ademais, considerando as dificuldades de abastecimento e a suscetibilidade do Ceará a cenários críticos de escassez hídrica, o uso de água dessalinizada surge como uma alternativa em potencial. No entanto, ainda não há uma distribuição sistemática dessa modalidade no estado, tampouco uma estrutura tarifária específica que a contemple.

Dessa forma, neste trabalho será adotada a premissa destacada por IRENA (2023), segundo a qual o uso de água dessalinizada pode acarretar um acréscimo de até US\$ 0,05 por quilograma de hidrogênio produzido. Assim, o custo atribuído à água dessalinizada será composto pela tarifa regular da CAGECE, acrescida do valor adicional por quilograma de hidrogênio conforme proposto pela IRENA.

A Equação (3.5) apresenta a formulação adotada para determinação dos custos com água de abastecimento convencional. Já a Equação (3.6) descreve o cálculo dos custos associados à utilização de água dessalinizada, conforme os princípios discutidos anteriormente.

$$C_{\text{água}} = (vol_{ab} \times Q \times t_f) + (vol_{au} \times Q \times c_{au}) \quad (3.5)$$

$$C_{\text{dessal}} = (vol_{ab} \times Q \times t_f) + (vol_{au} \times Q \times c_{au}) + (Q \times ad_{\text{dessal}}) \quad (3.6)$$

Sendo:

$C_{\text{água}}$: Custos com água (R\$)

C_{dessal} : Custos com água dessalinizada (R\$)

vol_{ab} : Volume de água requerida por tecnologia de eletrólise (m³/kg)

vol_{au} : Volume de água ultrapura requerida (m³/kg)

Q : Quantidade de hidrogênio produzida (kg)

t_f : Tarifa de água (R\$/m³)

c_{au} : Custos para obtenção de água ultrapura (R\$/m³)

ad_{dessal} : Custos adicionais na utilização de água dessalinizada (R\$/kg)

Os termos apresentados nas Equações (3.5) e (3.6) refletem as premissas definidas anteriormente, em que vol_{ab} corresponde ao volume total de água requerido por quilograma de hidrogênio, 25,7 L para a tecnologia PEM e 32,2 L para a tecnologia ALK, incluindo as parcelas

destinadas à refrigeração e às perdas do processo, sendo multiplicado pela respectiva tarifa. Já vol_{au} refere-se aos 10 L de água ultrapura efetivamente consumidos na eletrólise. Ressalta-se que a análise de custos não contemplou eventuais despesas adicionais com transporte ou restrições de disponibilidade hídrica em regiões específicas.

3.1.3 Custos Relacionados à Eletricidade

Como discutido anteriormente, a produção de hidrogênio renovável pode ser realizada por meio de plantas dedicadas de geração de energia renovável ou através do uso da eletricidade fornecida pela rede elétrica, desde que respeitadas determinadas condições. Considerando o elevado nível de renovabilidade da matriz elétrica do SIN, bem como as possibilidades de aquisição de energia renovável por meio de contratos do tipo PPA, a ferramenta de análise técnico-econômica desenvolvida neste trabalho considerará exclusivamente o uso de eletricidade proveniente da rede.

Nesse contexto, torna-se fundamental compreender as formas de tributação aplicáveis à energia adquirida da rede para alimentar o processo de produção de hidrogênio renovável. Segundo Queiroz (2018), os custos relacionados à compra de energia no mercado ACL podem ser definidos conforme apresentado na Equação (3.7).

$$C_{ACL} = F_{fornecedor} + F_{CCEE} + F_{dist} \quad (3.7)$$

Sendo:

C_{ACL} : Custos com compra de energia no ACL (R\$)

$F_{fornecedor}$: Fatura de energia do fornecedor (R\$)

F_{CCEE} : Fatura de encargos da CCEE (R\$)

F_{dist} : Fatura de custos da distribuição (R\$)

A fatura emitida pelo fornecedor de energia contempla os custos referentes à energia efetivamente contratada, bem como às perdas elétricas até o ponto de entrega. O montante de energia contratada deve prever as perdas elétricas do sistema, as quais são estimadas em 3%, de acordo com Queiroz (2018). A Equação (3.8) apresenta a formulação utilizada para o cálculo da fatura do fornecedor.

$$F_{fornecedor} = E \times t_{ACL} (1 + 0,03) \quad (3.8)$$

Sendo:

E: Energia consumida (MWh)

t_{ACL} : Tarifa de energia comprada (R\$/MWh)

A tarifa de energia considerada neste trabalho foi estimada a partir de dados médios de preços observados no mercado ACL. Para isso, foram utilizados boletins mensais da AMEE, empresa brasileira de consultoria em energia elétrica, que disponibilizam informações de contratos de energia convencional e incentivada no submercado Sudeste/Centro-Oeste, entre novembro de 2024 e setembro de 2025 (com exceção de fevereiro de 2025). A Tabela 7 apresenta os valores obtidos.

Tabela 7 – Valores médios de contratos de energia convencional e incentivada no ACL

Tipo de contrato	Média do preço (R\$/MWh)
Energia Convencional	176,29
Energia Incentivada	207,55

Fonte: Adaptado de AMEE (2025).

Diante da média de preços observada, para definir um valor para o submercado Nordeste, admitiu-se que a razão de preços entre energia incentivada e convencional é a mesma nos submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. A CCEE disponibiliza publicamente o histórico de preços dos submercados, mas não discrimina a parcela de energia convencional da incentivada. Dessa forma, o preço médio de energia do submercado Nordeste, obtido a partir dos dados da CCEE referentes ao mesmo período dos dados fornecidos pela AMEE, foi ajustado pela razão entre os preços da energia incentivada e convencional. Embora essa estimativa tenda a ser ligeiramente superior ao valor real, ela permite calcular indiretamente a participação da energia incentivada no mercado, na ausência de dados abertos específicos.

Esse valor estimado de tarifa de energia incentivada foi então definido como valor padrão a ser incorporado ao modelo de custos da Equação (3.8), garantindo consistência na avaliação técnico-econômica da planta de eletrólise. No entanto, o usuário tem a flexibilidade de ajustar esse valor conforme as necessidades do projeto.

Conforme descrito no Módulo 5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), os encargos setoriais incluem a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), o Encargo de Serviço de Sistema (ESS), o Encargo de Energia de Reserva (EER), a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), os programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e de Eficiência Energética (EE), a Reserva Global de Reversão (RGR), a Contribuição dos Associados e a Compensação Financeira pela Utilização

de Recursos Hídricos (CFURH). Dentre esses encargos, Chaves (2017) ressalta que apenas o ESS e o EER incidem diretamente sobre a energia, enquanto os demais estão incluídos na tarifa de distribuição.

Os encargos apresentados não são fixos, variando em função de condições operacionais e decisões regulatórias. Assim, para estimar tarifas médias cobradas referentes aos encargos ESS e EER, foram analisados os dados públicos de pagamento de encargos disponibilizados pela CCEE. O total apurado foi então dividido pelo consumo de energia do mercado ACL no mesmo período, permitindo a determinação de uma tarifa média de encargos aplicável ao consumidor ACL. Considerando o intervalo de janeiro de 2024 a julho de 2025, correspondente ao período para o qual os dados estavam disponíveis, obteve-se um valor médio para os encargos setoriais de R\$ 50/MWh, adotado como referência nas análises da ferramenta desenvolvida.

Já a fatura referente aos custos da distribuição abrange o consumo energético, as tarifas estabelecidas pela ANEEL, bem como os descontos tarifários aplicáveis à aquisição de energia incentivada. De acordo com o Anexo XVI da Resolução Normativa nº 1.051, de 6 de dezembro de 2022, empreendimentos que utilizam fontes renováveis de geração podem ser enquadrados como fontes incentivadas, fazendo jus a descontos tarifários de 50%, 80% ou 100%. O percentual de desconto aplicável a cada empreendimento é definido pela ANEEL, de forma que para este trabalho foi padronizado como sendo 80%. A Equação (3.9) apresenta a formulação adotada para o cálculo da fatura de distribuição.

$$F_{dist} = (TUSD_P \times D_P \times (1 - desconto) + TUSD_{FP} \times D_{FP} \times (1 - desconto) + TUSD_{consumo} \times E) \quad (3.9)$$

Sendo:

$TUSD_P$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o horário de ponta (R\$/kW)

D_P : Demanda para o horário de ponta

$TUSD_{FP}$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o horário fora ponta (R\$/kW)

D_{FP} : Demanda para o horário de fora ponta

$TUSD_{consumo}$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição sobre o consumo (R\$/MWh)

Para fins de padronização dos cálculos, as análises realizadas pela ferramenta assumirão que a demanda de energia será equivalente à potência nominal da planta previamente definida. Adota-se, ainda, a premissa de que a planta operará de forma praticamente contínua

durante seu período de funcionamento, de modo que a demanda nos horários de ponta e fora de ponta seja considerada equivalente.

As tarifas de uso do sistema de distribuição foram obtidas a partir da base de dados disponibilizada pela ANEEL. Considerando o perfil de consumo constante, optou-se por utilizar os dados referentes ao Grupo A3, modalidade horo-sazonal azul. A Tabela 8 apresenta os valores levantados que serão utilizados na ferramenta.

Tabela 8 – Dados das tarifas do uso de rede publicadas pela ANEEL

Tarifa	Valor
$TUSD_P$ (R\$/kW)	16,38
$TUSD_{FP}$ (R\$/kW)	11,63
$TUSD_{consumo}$ (R\$/MWh)	49,39

Fonte: Adaptado de Brasil (2025a).

Por fim, é necessário aplicar a incidência de tributos sobre o valor encontrado. A Equação (3.10) apresenta os custos totais com eletricidade, considerando a aplicação do PIS/COFINS e do ICMS.

$$C_{eletricidade} = \frac{C_{ACL}}{(1-(PIS+COFINS+ICMS))} \quad (3.10)$$

As alíquotas aplicadas sobre a compra de energia no mercado ACL, utilizadas na Equação (3.10), são apresentadas da Tabela 9.

Tabela 9 – Alíquotas de referência para compra de energia elétrica

Imposto	Alíquota	Referência
PIS	1,65%	(Enel Ceará, 2025)
COFINS	7,60%	(Enel Ceará, 2025)
ICMS	20%	(Fonseca, 2025)

Fonte: Autoria própria.

3.2 Modelagem de Custos

Após a coleta de informações e a definição das premissas de cálculo para a análise de projetos de hidrogênio renovável, foi modelada a forma como essas informações devem ser interpretadas.

O CAPEX do empreendimento corresponde ao valor investido na aquisição do eletrolisador, por se tratar do aporte inicial necessário para viabilizar a produção. Já as Despesas

Operacionais (OPEX) envolvem os custos com a substituição da pilha, manutenção da planta, além das despesas operacionais com água e eletricidade.

Como o OPEX é composto por diversas variáveis, cada uma delas será analisada individualmente, de forma a se compreender o impacto específico de cada fator na composição total dos custos do projeto.

Segundo Matute, Yusta e Correas (2019), os custos de manutenção da planta podem ser estimados como 3% ao ano sobre o CAPEX. Portanto, também será adotado este valor para as análises da ferramenta.

3.3 Cálculo de Indicadores Econômicos

Os estudos de viabilidade técnico-econômica são fundamentais para determinar se um projeto apresenta condições de atender às expectativas financeiras (Zeni, 2024). Esse tipo de análise é útil para confrontar os objetivos estabelecidos com os possíveis resultados concretos. A ferramenta desenvolvida neste trabalho avaliará quatro métricas amplamente utilizadas nesse contexto: o LCOH, o VPL, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback descontado.

O LCOH é utilizado para representar o custo total de produção de um quilograma de hidrogênio, considerando todas as despesas envolvidas no processo, tanto os investimentos iniciais quanto as despesas operacionais ao longo do tempo. Essa métrica pode ser definida pela Equação (3.11) (Velasquez-Jaramillo; Garcia; Vasco-Echeverri, 2024).

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N OPEX_n \times (1+i)^{-n}}{M_{H_2,n} \times (1+i)^{-n}} \quad (3.11)$$

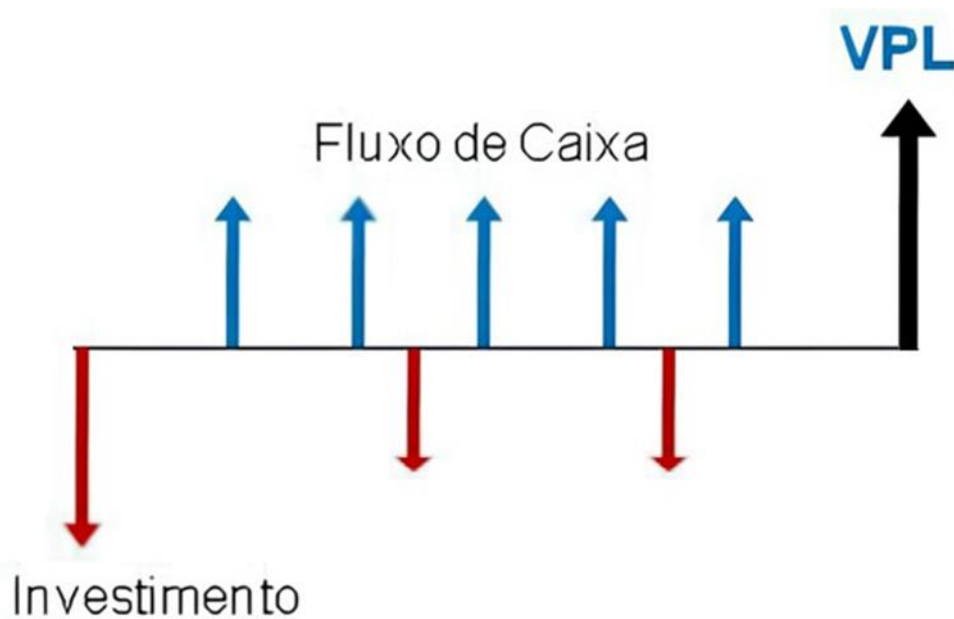
Como observado, o LCOH pode ser interpretado como a razão entre os custos totais e a produção efetiva, ambos atualizados para o valor presente. Na Equação (3.11), $M_{H_2,n}$ representa a produção anual de hidrogênio (em kg), de modo que tanto o $OPEX_n$ quanto $M_{H_2,n}$ são avaliados anualmente ao longo do período do projeto. Os termos N e n representam, respectivamente, o número total de anos do projeto e o ano corrente. Já i é a taxa de desconto, utilizada para trazer os fluxos futuros ao valor presente.

O VPL é um indicador utilizado para medir a diferença entre os fluxos de caixa futuros de um projeto e o investimento inicial, considerando uma taxa de desconto que reflita o custo de oportunidade do capital. Um VPL positivo indica que o projeto tem potencial para gerar valor ao investidor, uma vez que os fluxos futuros superam o investimento inicial. Por

outro lado, um VPL negativo sugere que o projeto não é viável economicamente, pois os valores atualizados dos fluxos de caixa não são suficientes para cobrir o investimento. Quando o VPL é igual a zero, o projeto se encontra no ponto de equilíbrio, não gerando nem lucro nem prejuízo (Araújo Júnior, 2025).

A Figura 18 ilustra a determinação do VPL a partir da análise do fluxo de caixa, na qual os custos e as receitas são atualizados pela taxa de desconto para verificar se o valor presente total supera o investimento inicial.

Figura 18 – Representação gráfica do fluxo de caixa e VPL.



Fonte: Adaptado de Battisti (2018).

O VPL é considerado um dos indicadores financeiros mais relevantes na análise de investimentos, pois incorpora a variável tempo ao valor do dinheiro, permitindo uma avaliação mais precisa da rentabilidade do projeto (Araújo Júnior, 2025). A Equação (3.12) apresenta a fórmula para o cálculo do VPL, em que FC_t representa o fluxo de caixa no tempo t :

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} = \frac{FC_0}{(1+i)^0} + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{FC_N}{(1+i)^N} \quad (3.12)$$

A TIR está diretamente relacionada ao VPL, pois representa a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. Em outras palavras, a TIR é uma métrica financeira que avalia a rentabilidade de um investimento, indicando a taxa que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial (Araújo Júnior, 2025).

Dessa forma, a TIR deve ser analisada de maneira comparativa em relação à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou taxa de retorno exigida. Caso a TIR seja superior a essa taxa, o projeto é considerado viável; caso contrário, o investimento não é recomendado. Matematicamente, a TIR pode ser determinada a partir da Equação (3.12), ao igualá-la a zero, como apresentado na Equação (3.13).

$$\sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (3.13)$$

Por sua vez, o Payback tem como finalidade indicar o tempo necessário para que o capital investido inicialmente seja recuperado. Trata-se também de um instrumento importante para a tomada de decisão, pois o tempo de retorno do investimento pode ser interpretado como uma métrica de risco: quanto maior esse tempo, maior tende a ser o risco associado ao empreendimento (Soldara; Kühn, 2018).

Existem dois tipos de Payback: simples e descontado. Conforme destacado por Soldara e Kühn (2018), o Payback descontado difere do simples por incorporar o valor do dinheiro no tempo, atualizando monetariamente os fluxos de caixa ao longo do período analisado, o que resulta em uma estimativa mais robusta. Seu cálculo consiste em acumular os fluxos descontados até que o saldo seja zerado, ponto que indica o momento de recuperação do investimento. Em virtude dessa precisão superior, optou-se pela metodologia do Payback descontado para a ferramenta desenvolvida neste estudo.

3.4 Geração de Interface Gráfica

Este trabalho buscou desenvolver uma ferramenta capaz de realizar análises sob diferentes perspectivas, conforme abordado anteriormente. Diante disso, identificou-se a necessidade de utilizar um ambiente que permitisse a interação com o usuário e que possibilitasse a construção de análises modulares. Para esse fim, optou-se pelo desenvolvimento da ferramenta utilizando a linguagem Python.

O Python é uma linguagem de programação bastante intuitiva e acessível, com a capacidade de abstrair detalhes de baixo nível, como o gerenciamento de memória e a comunicação direta com o processador. Trata-se de uma linguagem com um ecossistema robusto, que confere grande versatilidade ao sistema. Seu portfólio inclui uma ampla variedade de bibliotecas e *frameworks* que simplificam a resolução de diversos problemas e possibilitam sua integração com distintas áreas do conhecimento (Cordeiro, 2025; Deitel; Deitel, 2020).

Os recursos do Python foram então explorados no desenvolvimento da aplicação, buscando promover a incorporação de uma lógica interativa que possibilite a personalização de projetos de produção de hidrogênio renovável.

O *H2Calculator* opera com base nos parâmetros de entrada fornecidos pelo usuário, os quais abrangem as especificações técnicas e econômicas do projeto. Entre as especificações técnicas incluem-se a produção anual desejada de hidrogênio renovável, a taxa de operação da planta, a tecnologia de eletrólise selecionada e a fonte de água. No âmbito econômico, o usuário deve informar os custos associados a essas escolhas, o preço de compra da energia elétrica, o preço de venda do hidrogênio e a taxa de desconto, ou TMA, exigida para o empreendimento. A partir da consolidação desses dados, a ferramenta realiza as análises financeiras pertinentes.

Para isso, foram utilizadas as estruturas de desenvolvimento web HTML e CSS, com o objetivo de proporcionar maior dinamismo à plataforma, tanto na coleta dos dados quanto na apresentação dos resultados. O HTML, em conjunto com o CSS, pode ser integrado ao Python para a criação de relatórios interativos, dashboards e aplicações visuais acessíveis (Acsany, 2025).

Já em relação às análises financeiras discutidas na Seção 3.3, os indicadores foram calculados utilizando a biblioteca *numpy-financial*. Essa biblioteca do Python permite realizar, de forma simplificada, cálculos como o VPL e a TIR, sendo ideal para análises financeiras com dados complexos.

A Figura 19 ilustra a interface da ferramenta, destacando seus componentes principais: o título, os campos para entrada de dados e o botão de execução da análise.

A ferramenta é dividida em quatro grupos para inserção de dados. No primeiro, o usuário deve informar a quantidade de hidrogênio que se deseja produzir e a taxa de operação da planta anual.

Figura 19 – Interface da ferramenta de análise técnico-econômica

H2Calculator
Ferramenta de análise técnico-econômica para projetos de hidrogênio renovável conectados à rede elétrica

Dados do Projeto

Produção anual de H₂ (kg):

Taxa de operação anual da planta (0-1):

Recursos Hídricos

Fonte de Água:

Custo (R\$/m³):

Configuração do Eletrolisador

Tecnologia:

Custo (R\$/kW):

Custo de substituição da pilha (R\$/kW):

Parâmetros Econômicos

Preço da energia (R\$/MWh):

Preço médio ACL do submercado NE: R\$ 163.43/MWh

Preço do H₂ (R\$/kg):

Taxa de Retorno (0-1):

TMA sugerida com base em parâmetros gerais de mercado: 7,71%

ANALISAR PROJETO

Cotação utilizada:
1 US\$ = 5,64 R\$

Fonte: Autoria própria.

O segundo grupo está relacionado à escolha da tecnologia de eletrólise, de forma que a Figura 20 apresenta as opções disponíveis para análise do projeto.

Figura 20 – Opções de tecnologias de eletrólise suportadas pela ferramenta

Configuração do Eletrolisador

Tecnologia:

Custo (R\$/kW):

Custo de sub:


Fonte: Autoria própria.

O custo de cada tecnologia, bem como o custo associado à substituição da pilha eletrolítica, é preenchido automaticamente ao selecionar seu tipo, variando conforme os valores

apresentados na Tabela 4. No entanto, os campos são editáveis, permitindo que o usuário insira outros valores de referência, caso possua.

Caso a opção "Outra" seja selecionada, três novos campos são exibidos, nos quais o usuário deve informar além do custo da tecnologia e do o custo da substituição da pilha eletrolítica, a eficiência da tecnologia de eletrólise, o percentual de degradação da pilha a cada 1.000 horas de operação e o consumo de água em metros cúbicos por quilograma de hidrogênio produzido, conforme ilustrado na Figura 21.

Figura 21 – Campos exigidos quando selecionada "Outra" tecnologia de eletrólise

 **Configuração do Eletrolisador**

Tecnologia:

Custo (R\$/kW):

Custo de substituição da pilha (R\$/kW):

Eficiência (0-1):

Degradação da pilha a cada 1000 horas (0-1):

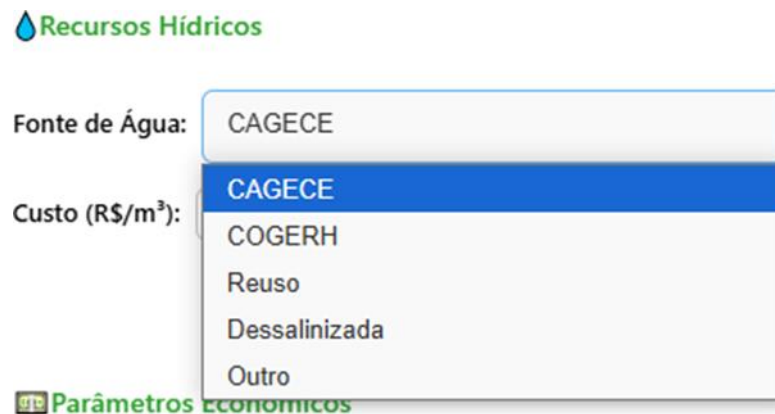
Consumo água (m³/kg):

Fonte: Autoria própria.

O terceiro grupo de inserção de dados diz respeito à fonte de água que será utilizada para alimentar o eletrolisador. Como apresentado na Figura 22, o usuário pode optar por cinco tipos de fornecimento de água, conforme discutido no capítulo anterior. Deve-se ressaltar que o campo de custo da água (R\$/m³) não pode ser editado, com exceção se selecionada a opção "Outro".

A opção "Outro" existe para que o usuário possa inserir um valor específico de custo da água, caso o preço real observado por metro cúbico não corresponda aos apresentados para as demais fontes.

Figura 22 – Opções de fonte de água suportadas pela ferramenta



Fonte: Autoria própria.

O quarto grupo de inserção de dados corresponde aos parâmetros financeiros do projeto, em que devem ser indicados os preços de compra de energia elétrica, de venda de hidrogênio e a TMA. Inicialmente, a ferramenta adota o valor médio estimado de compra de energia incentivada no submercado Nordeste ACL (R\$ 163,43/MWh) como tarifa de compra de energia elétrica no mercado livre, sendo este campo editável. A ferramenta considera que todo o hidrogênio produzido será vendido pelo valor inserido pelo usuário.

3.5 Análise de Consistência da Ferramenta

Após a verificação das funcionalidades e aplicações da ferramenta de análise para produção de hidrogênio, torna-se necessário demonstrar que seus resultados estão em conformidade com projeções já consolidadas na literatura. Para isso, foram realizadas três etapas de validação. A primeira consistiu na comparação dos resultados obtidos pela ferramenta *H2Calculator* com os apresentados por Castro *et al.* (2023) em estudo do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), publicado no livro "A economia do hidrogênio: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil". O estudo em questão analisa a instalação de uma planta de produção de hidrogênio renovável no estado do Ceará.

Em um dos cenários avaliado pelo GESEL, a eletricidade utilizada para a eletrólise é proveniente de um mix energético composto por autoprodução solar e eólica e compra de eletricidade pelo mercado livre. Portanto, não é esperado que os custos totais estimados sejam exatamente iguais aos calculados pela ferramenta desenvolvida neste trabalho, uma vez que esta não contempla a possibilidade de autoprodução a partir de fontes renováveis. Ademais, algumas características da modelagem adotada no estudo do GESEL não foram detalhadas na publicação, o que também contribuiu para uma margem de divergência entre os resultados.

A Tabela 10 descreve os principais parâmetros utilizados no estudo do GESEL.

Tabela 10 – Parâmetros do projeto de produção de hidrogênio GESEL

Parâmetro	Valor
Produção anual de hidrogênio	7.824.082 kg
Tecnologia de eletrólise	PEM
Fonte de água	CAGECE
<i>Mix</i> energético	33% Eólica 33% Solar Fotovoltaica 33% ACL (R\$ 231,01/MWh)
Preço de venda do hidrogênio (R\$/kg)	Entre 20 e 40

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base nos parâmetros descritos, esses foram inseridos no *H2Calculator* para simular um cenário equivalente ao proposto pelo GESEL. No caso do preço da eletricidade, foi adotado o mesmo valor de compra do mercado ACL indicado pelo estudo, ainda que, no contexto do *mix* energético considerado, o custo real da eletricidade possa ter apresentado uma ponderação distinta. No entanto, como os valores específicos por MWh dessas fontes não foram detalhados, optou-se por manter a referência do preço médio utilizado no estudo. Para o preço de venda do hidrogênio, foi considerado na ferramenta o valor de R\$ 30/kg.

A Tabela 11 resume os principais resultados obtidos pelo GESEL e pela ferramenta desenvolvida neste trabalho.

Tabela 11 – Comparação dos principais resultados entre o estudo do GESEL e a ferramenta própria

Parâmetro	GESEL	H2Calculator
CAPEX (R\$)	245.003.004	273.817.364,63
OPEX por ano (R\$)	7.350.090	8.214.520,94
Custo de água por ano (R\$)	1.748.356	4.857.819,27
TIR (% a.m.)	1,21	1,91
Payback (anos)	8,2	11,3
LCOH (R\$/kg)	15,04	28,37

Fonte: Elaborada pelo autor.

O CAPEX estimado para a planta de produção de hidrogênio apresentou valores semelhantes nas duas simulações, com uma diferença próxima a 10%. Essa divergência pode estar associada à expectativa de redução no custo dos eletrolisadores, o que sugere que o valor de referência adotado pelo GESEL seja inferior ao valor padronizado utilizado pela ferramenta desenvolvida neste trabalho. Essa diferença impacta diretamente o OPEX, uma vez que custos de manutenção e operação são calculados como uma fração do investimento inicial.

Em relação aos custos com água, embora tenha sido considerada a tarifa da CAGECE, o estudo do GESEL não especifica claramente o valor utilizado. É possível que tenha sido considerada uma categoria tarifária distinta da adotada na ferramenta, ou que seu valor tenha sido alterado desde a publicação do livro, em 2023.

Ao se analisar os indicadores financeiros, observa-se certa proximidade em relação a TIR, porém vale ressaltar que o estudo do GESEL apresenta esse indicador em termos mensais. Portanto, foi necessário estimar a TIR anual gerada pela ferramenta para seu equivalente mensal, a fim de viabilizar uma comparação direta. A Equação (3.14) descreve o procedimento adotado para essa conversão.

$$TIR_m = (1 + TIR_a)^{12} - 1 \quad (3.14)$$

Sendo:

TIR_m : TIR mensal (%)

TIR_a : TIR anual (%)

No caso do payback, os autores do estudo não especificam qual metodologia foi adotada, se payback simples ou descontado, o que pode causar variações significativas nos resultados. Além disso, outro aspecto crucial que influencia diretamente os indicadores financeiros, mas que não foi informado pelo GESEL, é a taxa de desconto considerada na análise.

O indicador de maior divergência entre os analisados foi o LCOH. Esta diferença pode ser atribuída ao fato de a ferramenta desenvolvida analisar projetos alimentados exclusivamente por energia da rede elétrica, contrastando com a configuração adotada pelo GESEL.

Apesar dessas limitações, observa-se que, mesmo com diferenças nos pressupostos dos cenários e a ausência de algumas informações detalhadas, a primeira validação da ferramenta pode ser considerada satisfatória. As simulações apresentaram resultados com boa proximidade e coerência em relação ao estudo de referência, o que reforça a consistência e a aplicabilidade da ferramenta desenvolvida neste trabalho.

Para a segunda etapa de avaliação, foram utilizados dados públicos da CELA, que avaliou os custos de produção de hidrogênio verde no Brasil.

Em seus estudos, foram considerados aspectos como CAPEX, preço do PPA, localização, obtenção de água com e sem dessalinização, além de fatores regulatórios e de

mercado. Assim, é possível identificar semelhanças entre as premissas adotadas pela CELA e aquelas aplicadas neste trabalho.

De acordo com a CELA (2024), o índice LCOH no Brasil encontra-se entre 15,96 e 34,74 R\$/kg, considerando também uma cotação do dólar de R\$ 5,64. Assim, observa-se que os resultados obtidos pela ferramenta *H2Calculator* estão em consonância com os valores reportados pela CELA, uma vez que as simulações realizadas produziram resultados dentro do intervalo identificado. Essa coerência confere maior confiabilidade à ferramenta desenvolvida, conforme será evidenciado na seção seguinte (4.1), dedicada à simulação de cenários.

Por fim, a terceira e última etapa de avaliação consistiu na reprodução de um estudo de caso apresentado por Dantas (2025), que analisou as despesas da produção de hidrogênio renovável no Ceará. Para este cenário, adotou-se a premissa de compra de eletricidade por meio de um contrato de energia convencional no mercado livre.

A Tabela 12 apresenta alguns dos principais parâmetros adotados pela autora para realização de seu estudo.

Tabela 12 – Parâmetros de projetos adotados por Dantas (2025)

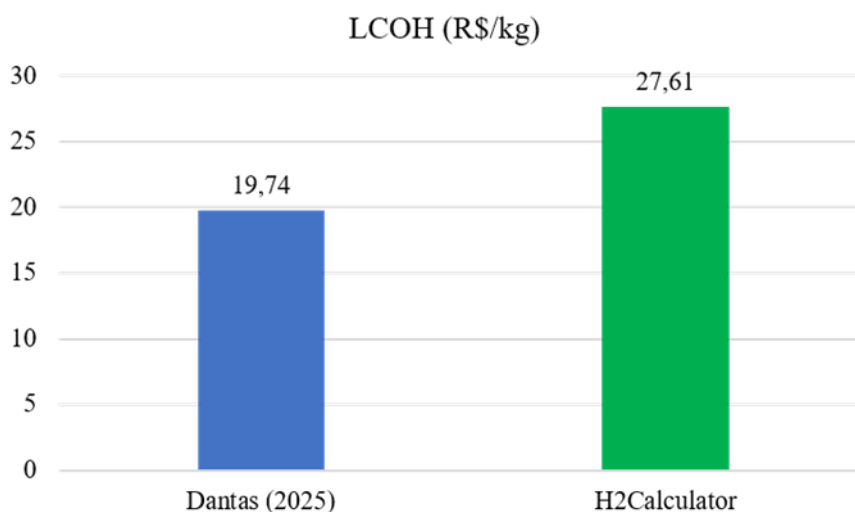
Parâmetro	Valor
Produção anual (kg)	8.681.000
Taxa de operação (%)	90
Tipo do eletrolisador	PEM
CAPEX (US\$/kW)	1.063
Vida útil da pilha	10 anos
Custo de substituição da pilha (US\$/kW)	300
O&M	1,5% do CAPEX
Tarifa de água (R\$/m ³)	25,23
Tarifa do contrato de energia (R\$/MWh)	163
Taxa de retorno (%)	9,6
Vida útil do projeto	25 anos

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para fins de comparação, buscou-se alinhar os parâmetros apresentados na Tabela 12 com aqueles inseridos na ferramenta desenvolvida neste trabalho, de modo a reproduzir a produção anual, o custo do eletrolisador do tipo PEM, os custos com água e o preço de compra da energia. Como o estudo de referência focava exclusivamente no LCOH, a definição de um preço de venda do hidrogênio foi omitida.

A Figura 23 apresenta o LCOH obtido por Dantas (2025) e aquele calculado pela ferramenta deste trabalho, ambos considerando o contexto do estado do Ceará.

Figura 23 – Comparação de LCOH entre Dantas (2025) e a ferramenta *H2Calculator*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como pode ser observado, Dantas (2025) estimou um LCOH de 19,74 R\$/kg, ao passo que a ferramenta desenvolvida neste trabalho calculou um valor de R\$ 27,61 /kg. A Tabela 13 detalha a composição percentual dos custos em ambas as análises.

Tabela 13 – Composição percentual dos custos segundo Dantas (2025) e a ferramenta própria

Parâmetro	Dantas (2025)	H2Calculator
Eletrolisador (CAPEX, substituição da pilha e O&M)	38%	21,75%
Eletricidade	60%	75,40%
Água	2%	2,87%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Embora os valores de LCOH das duas simulações sejam distintos, uma diferença metodológica crucial merece atenção. Na composição dos custos de eletricidade, enquanto Dantas (2025) adotou uma tarifa média única de R\$ 60,0/MWh para encargos setoriais e de distribuição, o presente trabalho utilizou uma formulação mais detalhada, incorporando separadamente os encargos da CCEE e os custos de uso do sistema de distribuição. Ressalta-se que apenas a tarifa de encargos setoriais considerada neste estudo já totaliza R\$ 50,0/MWh, o que reforça a importância desse tratamento mais granular para estimativas mais realistas.

Essa distinção metodológica reflete-se diretamente na estrutura de custos. Conforme evidenciado na Tabela 13, a participação da eletricidade no LCOH é menor no estudo de referência. Para quantificar este efeito, realizou-se um exercício contrafactual: caso a participação dos custos energéticos no LCOH de R\$ 27,61/kg obtido pela ferramenta fosse

equalizada à observada por Dantas (2025), o novo LCOH seria de aproximadamente R\$ 16,97/kg, mantendo-se constantes os demais custos. Este resultado sugere que a simplificação nos custos de eletricidade adotada no estudo de referência pode explicar a disparidade inicial.

Ademais, a própria análise de Dantas (2025) corrobora esta interpretação. A autora projetou que um acréscimo de R\$ 85,0/MWh na tarifa de energia elevaria seu LCOH para R\$ 23,12/kg. Esse incremento aproxima a composição de custos energéticos daquela utilizada no presente estudo, validando os resultados aqui obtidos e reforçando a metodologia proposta como mais robusta.

De forma geral, os resultados alcançados — tanto na comparação com o GESEL, quanto com os dados da CELA e de Dantas (2025) — mostraram-se consistentes com as estimativas da ferramenta desenvolvida, fortalecendo a confiabilidade da metodologia proposta.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo dedica-se à apresentação e análise dos resultados obtidos com a aplicação da ferramenta desenvolvida. Inicialmente, são detalhados os cenários que serão simulados pelo *H2Calculator*, nos quais se buscou, a partir de um cenário base, observar o impacto da modificação nos principais parâmetros de entrada da ferramenta. Apresentam-se os resultados para cada cenário e a discussão é, então, aprofundada pela análise de sensibilidade das variáveis de entrada, de modo a avaliar seus respectivos impactos sobre os indicadores econômicos.

4.1 Simulação de Cenários

Foram simulados dez cenários distintos para produção de hidrogênio, variando parâmetros tecnológicos, econômicos e de recursos hídricos. Para análise detalhada, foram selecionados quatro cenários representativos das configurações mais distintas, seguindo os valores sugeridos pela ferramenta conforme apresentado na Tabela 14. A opção por esses cenários visou isolar e observar o impacto da variação de custos em cada um dos três pilares da ferramenta (eletrólise, água e eletricidade). A descrição completa dos dez cenários encontra-se na Tabela 16 do Apêndice A, enquanto os seus respectivos resultados estão exibidos no Apêndice B.

Tabela 14 – Parâmetros dos três cenários analisados para a produção de hidrogênio

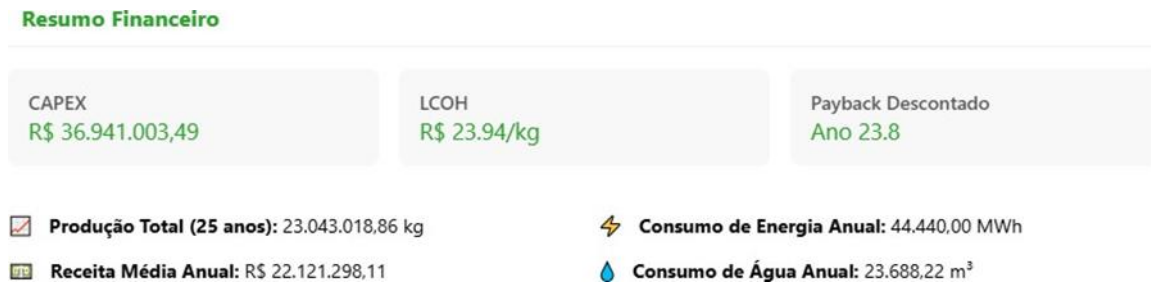
Parâmetro	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 5	Cenário 7
Quantidade de hidrogênio produzida (kg)	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Taxa de operação (%)	90	90	90	90
Tecnologia de eletrólise	PEM	ALK	PEM	PEM
Custo do eletrolisador (R\$/kW)	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Custo de substituição da pilha (R\$/kW)	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Fonte de água	CAGECE	CAGECE	Dessalinizada	CAGECE
Preço de compra de eletricidade (R\$/MWh)	163,43	163,43	163,43	120
Preço de venda do hidrogênio (R\$/kg)	24	24	24	24
Taxa de retorno (%)	7,71	7,71	7,71	7,71

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.1.1 Resultados para o Cenário 1

A primeira saída apresentada pela ferramenta é um resumo das principais informações extraídas da análise do projeto, incluindo os valores de CAPEX, LCOH, Payback descontado e outros indicadores relevantes, conforme ilustrado na Figura 24.

Figura 24 – Resumo financeiro para o Cenário 1

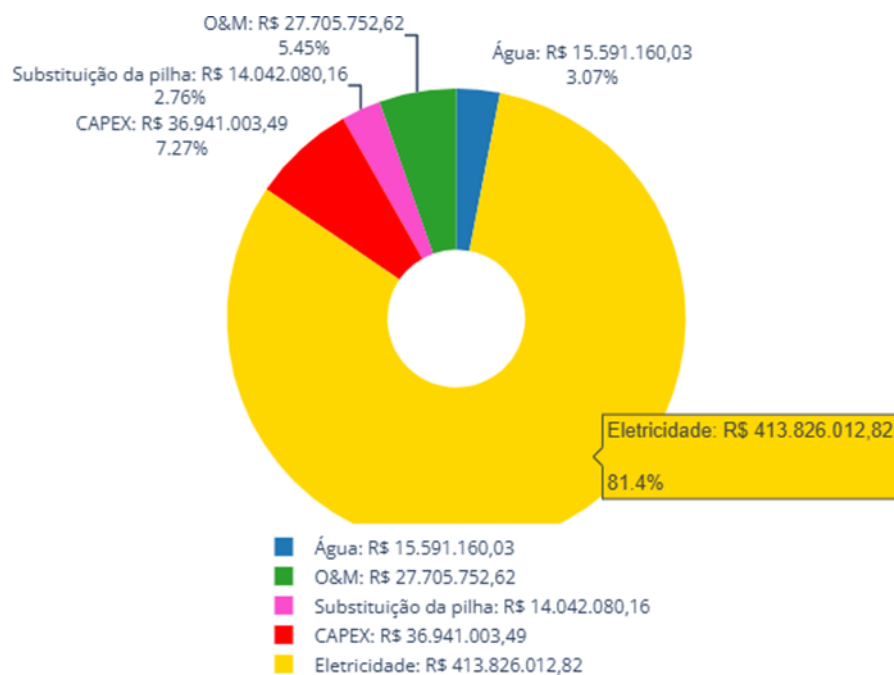


Fonte: Autoria própria.

Como observado, os principais resultados da simulação do Cenário 1 foram um LCOH de R\$ 23,94/kg e um período de Payback de 23,8 anos. O CAPEX foi calculado em R\$ 36.941.003,49, para uma produção total de 23.043.018,86 kg de hidrogênio ao longo do horizonte de análise. Do ponto de vista operacional, o projeto demandaria um consumo anual médio de 44.440 MWh de energia e 23.688,22 m³ de água, gerando uma receita média anual de R\$ 22.121.298,11.

Em seguida é apresentada a composição dos custos ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto. Como pode ser observado na Figura 25, os gastos com eletricidade representam a maior parcela do custo total, correspondendo a 81,4% do montante. Em seguida, destacam-se as despesas com CAPEX (7,27%), O&M (5,45%), água (3,07%) e substituição da pilha (2,76%).

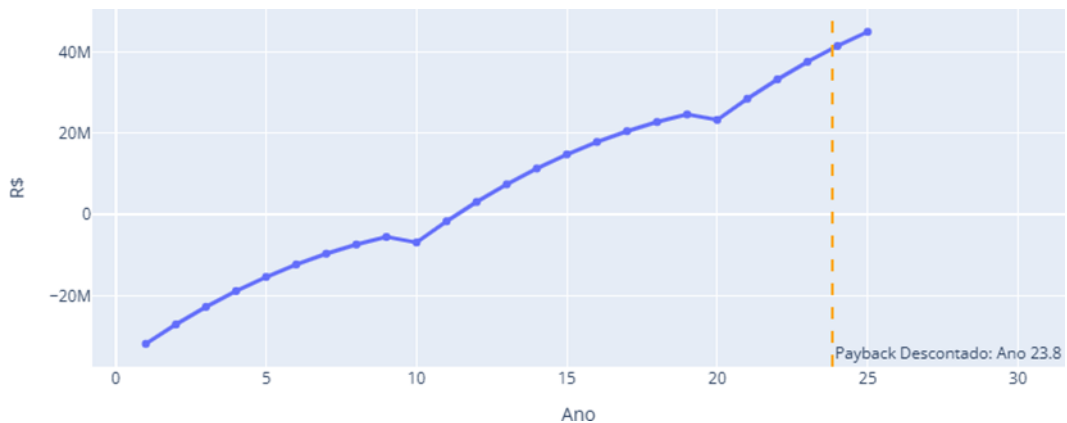
Figura 25 – Composição de custos para o Cenário 1



Fonte: Autoria própria.

A Figura 26 exibe o fluxo de caixa acumulado do projeto, destacando o ponto de retorno do investimento (Payback descontado), que ocorre no ano 23,8. Observa-se a ocorrência de pequenas quedas no fluxo de caixa nos anos 10 e 20, comportamento que reflete os períodos de substituição do conjunto de pilhas eletrolíticas do eletrolisador. Nesses momentos, há um acréscimo pontual nas despesas, resultando em uma redução temporária no valor acumulado do fluxo de caixa.

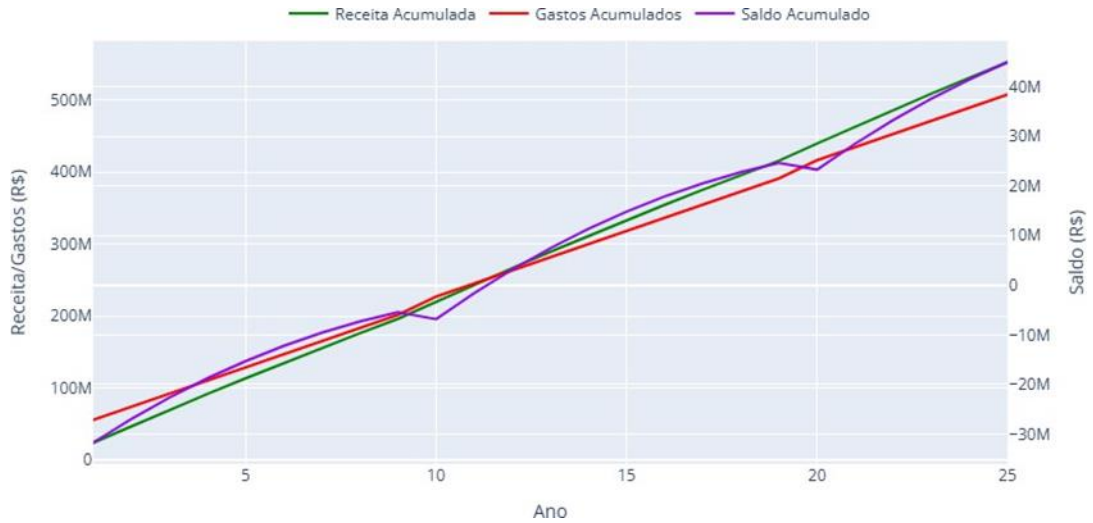
Figura 26 – Payback descontado para o Cenário 1



Fonte: Autoria própria.

A ferramenta fornece, como terceiro resultado, uma visualização gráfica da dinâmica financeira do projeto (Figura 27), plotando a evolução temporal da receita, dos gastos e do saldo acumulado. Em seu design, o eixo vertical da esquerda escala os valores de receita e gastos, enquanto o eixo vertical da direita é dedicado à variação do saldo, permitindo uma visualização das diferentes grandezas. A interface permite a extração de dados pontuais, em que ao posicionar o cursor sobre as linhas do gráfico, o usuário visualiza os valores anuais detalhados. Assim, para o ano 25 obteve-se uma receita acumulada de R\$ 553,03 milhões e gastos acumulados de R\$ 508,10 milhões, além de um saldo de R\$ 44,93 milhões.

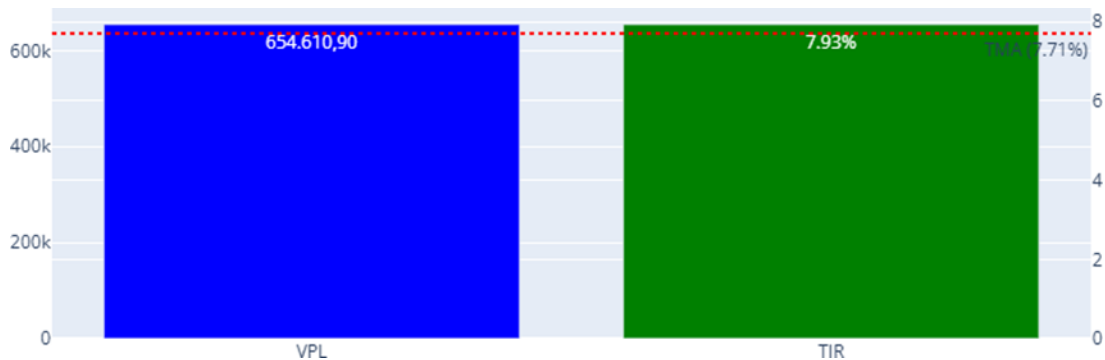
Figura 27 – Análise financeira combinada para o Cenário 1



Fonte: Autoria própria.

A Figura 28 apresenta os resultados dos indicadores financeiros VPL e TIR. A escala da esquerda mostra os valores em reais (R\$) para o VPL, ao passo que a da direita apresenta os percentuais correspondentes à TIR. A figura também destaca a TMA por meio de uma linha pontilhada, permitindo visualizar se a TIR obtida supera ou não esse valor de referência.

Figura 28 – VPL e TIR para o Cenário 1



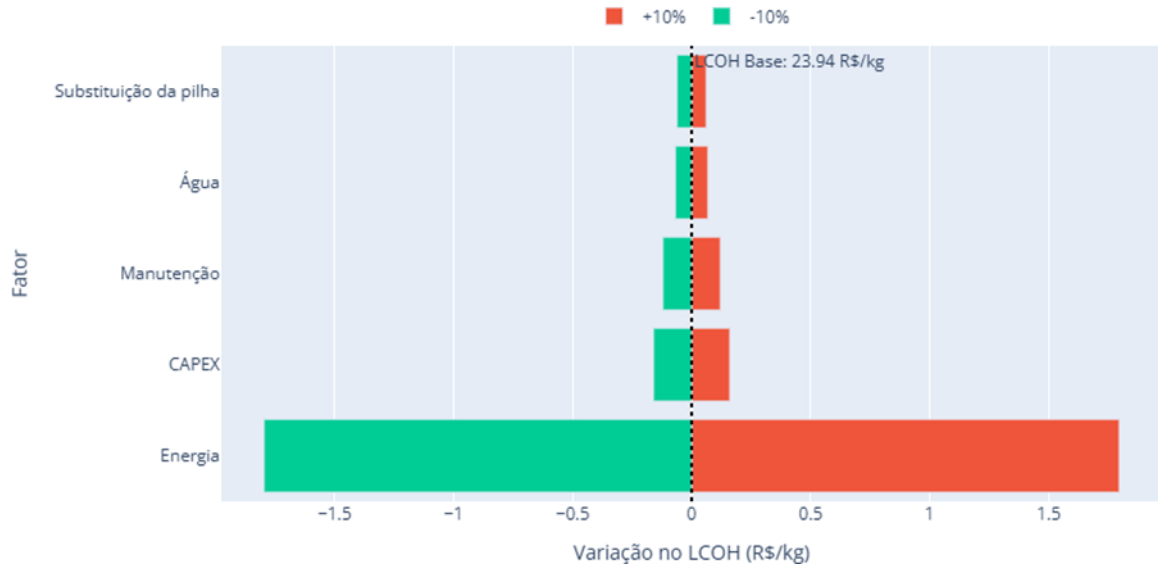
Fonte: Autoria própria.

A análise desse cenário se mostrou positiva financeiramente, apresentando um VPL positivo (R\$ 654.610,90) e uma TIR (7,93%) ligeiramente superior a TMA definida (7,71%).

Por fim, a ferramenta apresenta uma análise de sensibilidade do LCOH, conforme ilustrado na Figura 29 através de um gráfico de tornado. Avalia-se como a variação de $\pm 10\%$ em cada componente de custo impacta o valor final do LCOH. Observa-se que as despesas com energia elétrica são as que mais influenciam o indicador, com uma alteração de até R\$ 1,80/kg no LCOH. Na sequência, temos que uma variação de 10% nos custos provoca um impacto de

R\$ 0,16/kg (CAPEX), R\$ 0,12 (Manutenção), R\$ 0,07 (água) e de R\$ 0,06 (substituição da pilha).

Figura 29 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 1



Fonte: Autoria própria.

4.1.2 Resultados para o Cenário 2

A simulação do segundo cenário apresentou como alteração, em relação ao Cenário 1, a escolha do tipo de eletrolisador, sendo selecionada a tecnologia ALK. A Figura 30 exibe o resumo financeiro gerado para este cenário.

Figura 30 – Resumo financeiro para o cenário 2

Resumo Financeiro

CAPEX R\$ 23.106.642,12	LCOH R\$ 21,86/kg	Payback Descontado Ano 6,8
----------------------------	----------------------	-------------------------------

Produção Total (25 anos): 23.954.555,19 kg

Consumo de Energia Anual: 45.972,41 MWh

Receita Média Anual: R\$ 22.996.372,99

Consumo de Água Anual: 30.853,47 m³

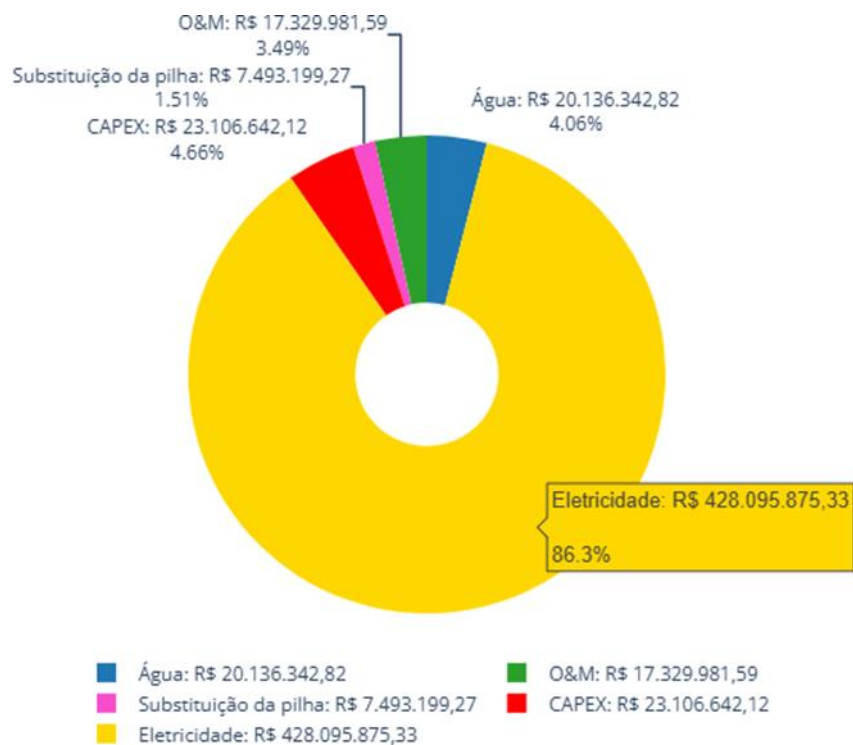
Fonte: Autoria própria.

Nesta simulação, foi observada uma redução de R\$ 2,08/kg no LCOH em comparação com o Cenário 1, atingindo o patamar de R\$ 21,86/kg. Os demais parâmetros também apresentaram diminuição, sendo o payback alcançado no ano 6,8, com CAPEX de R\$ 23.106.642,12 e produção total de 23.954.555,19 kg. Quanto aos dados anuais, o consumo

médio de energia foi estimado em 45.972,41 MWh e para a água em 30.853,47 m³, além de uma receita de R\$ 22.996.372,99.

No que diz respeito à composição dos custos, observa-se novamente que as despesas com eletricidade representaram a maior parcela, somando 86,5% do total. Devido ao menor custo associado à tecnologia de eletrólise selecionada, os custos de CAPEX passaram a representar uma parcela de 4,66%. Na sequência foram observados custos com água (4,06%), O&M (3,49%) e substituição da pilha (1,51%). A distribuição dos componentes pode ser visualizada na Figura 31.

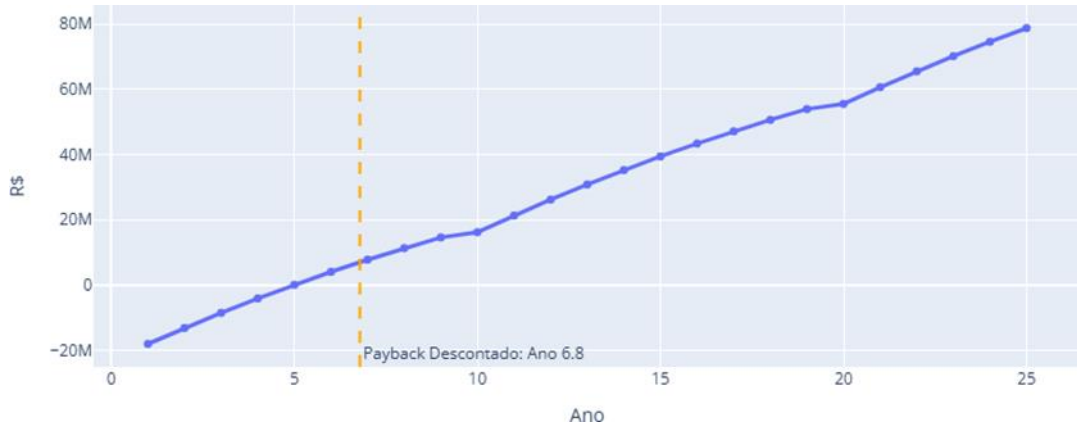
Figura 31 – Composição de custos para o Cenário 2



Fonte: Autoria própria.

A Figura 32 indica que o retorno do investimento, considerando o Payback descontado, ocorreu antes do sétimo ano. Esse retorno acelerado pode ser atribuído à redução de custos iniciais, uma vez que se observa uma diminuição de aproximadamente 37% no CAPEX, decorrente da troca da tecnologia de eletrólise.

Figura 32 – Payback descontado para o Cenário 2



Fonte: Autoria própria.

Já a Figura 33 mostra a evolução dos fluxos de caixa ao longo do período analisado, evidenciando o comportamento dos gastos, receitas e saldos acumulados. No ano 25 foram estimados gastos acumulados de R\$ 496,16 milhões, receita acumulada de R\$ 574,90 milhões e saldo acumulado de R\$ 78,74 milhões.

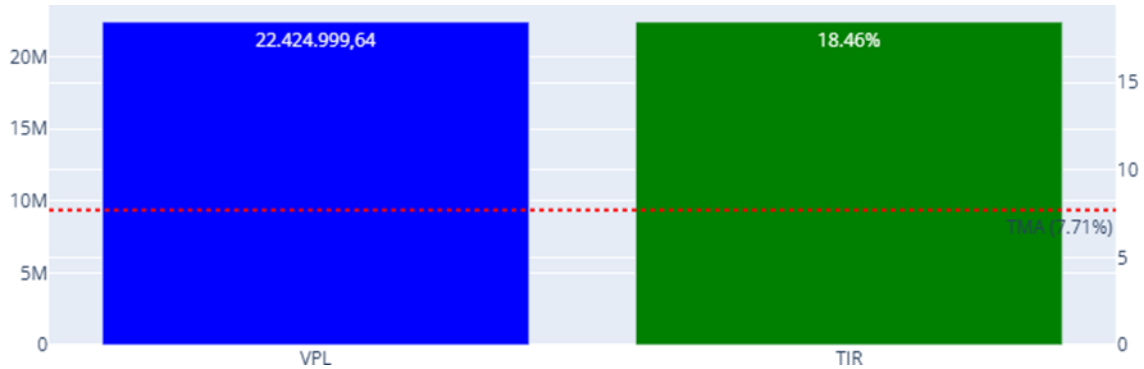
Figura 33 – Análise financeira combinada para o Cenário 2



Fonte: Autoria própria.

A partir dos parâmetros avaliados, o investimento simulado no Cenário 2 demonstrou-se viável, já que o VPL foi positivo (R\$ 22.424.999,64) e a TIR superou significativamente a TMA, atingindo 18,46%, conforme apresentado na Figura 34.

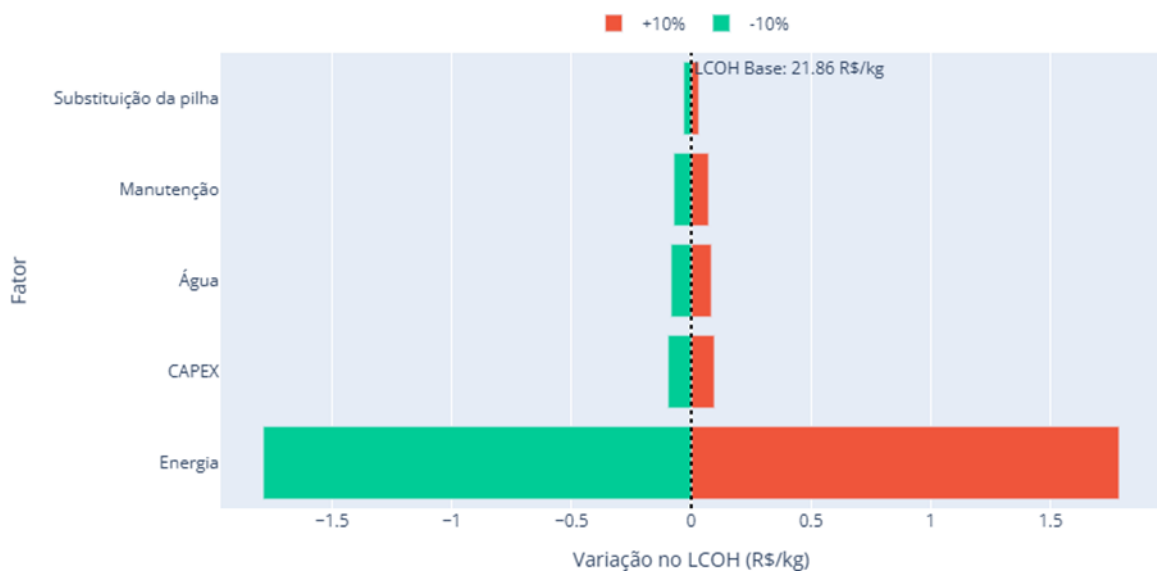
Figura 34 – VPL e TIR para o Cenário 2



Fonte: Autoria própria.

A análise de sensibilidade do Cenário 2 (Figura 35) revela que a alteração da tecnologia de eletrólise, que impacta custos de CAPEX, manutenção e substituição da pilha eletrolítica, realocou a importância relativa dos fatores de custo no LCOH. Conforme esperado, a energia elétrica manteve-se como a variável de maior influência, em que uma variação de 10% em seu custo altera o LCOH em até R\$ 1,79/kg. Apesar de sua redução, o CAPEX permaneceu como o segundo fator de maior impacto (variação de R\$ 0,10/kg para $\pm 10\%$). Nota-se, porém, que, mesmo sendo utilizada a mesma fonte de água do Cenário 1, por necessitar de um maior volume para produzir 1 kg de hidrogênio, os custos com água adquiriram uma relevância ligeiramente maior (R\$ 0,08/kg), seguidos pelos custos com manutenção (R\$ 0,07/kg) e substituição de pilha (R\$ 0,03/kg).

Figura 35 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 2

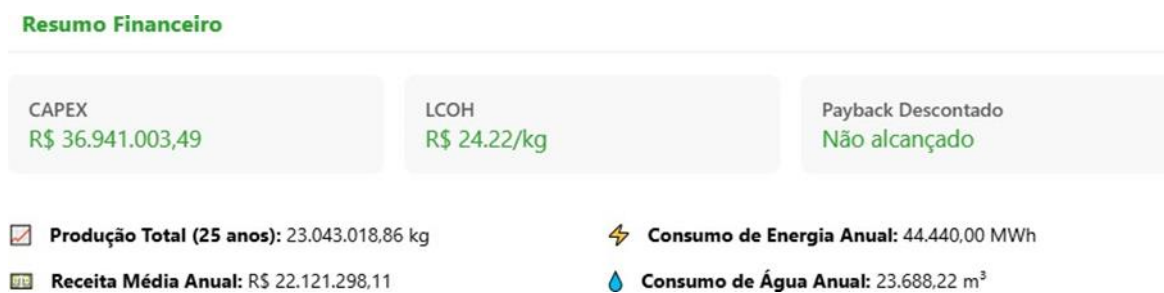


Fonte: Autoria própria.

4.1.3 Resultados para o Cenário 5

O quinto cenário foi avaliado diferenciando-se do Cenário 1 pela fonte de água utilizada, tendo sido selecionada a água dessalinizada para análise, por ser esta a fonte mais onerosa entre as padronizadas pela ferramenta. O resumo financeiro do projeto é apresentado na Figura 36.

Figura 36 – Resumo financeiro para o Cenário 5

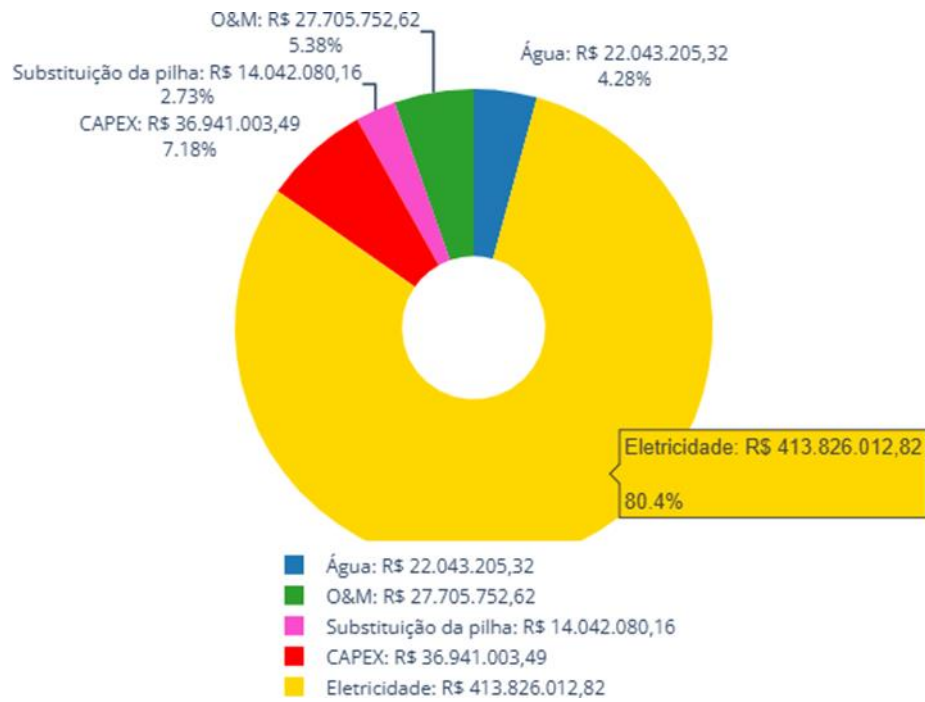


Fonte: Autoria própria.

A elevação do custo da água para o patamar de fonte dessalinizada resultou em um aumento do LCOH, que alcançou R\$ 24,22/kg. Outro resultado crítico foi o não retorno do investimento dentro do horizonte analisado, uma vez que o payback não foi alcançado. Os demais parâmetros, por não se relacionarem diretamente com o preço da água, mantiveram-se nos valores observados no Cenário 1: CAPEX de R\$ 36.941.003,49, produção total de 23.043.018,86 kg de hidrogênio, receita média anual de R\$ 22.121.298,11, consumo médio de 44.440 MWh de energia e 23.688,22 m³ de água.

Em decorrência da alteração da fonte hídrica, a Figura 37 demonstra que a participação dos custos com água na estrutura total elevou-se. Contudo, as despesas com eletricidade mantiveram-se predominantes, respondendo por 80,4% do total, seguidas pelo CAPEX (7,18%), custos de O&M (5,38%), água (4,28%, ante 3,07% no Cenário 1) e substituição da pilha (2,73%).

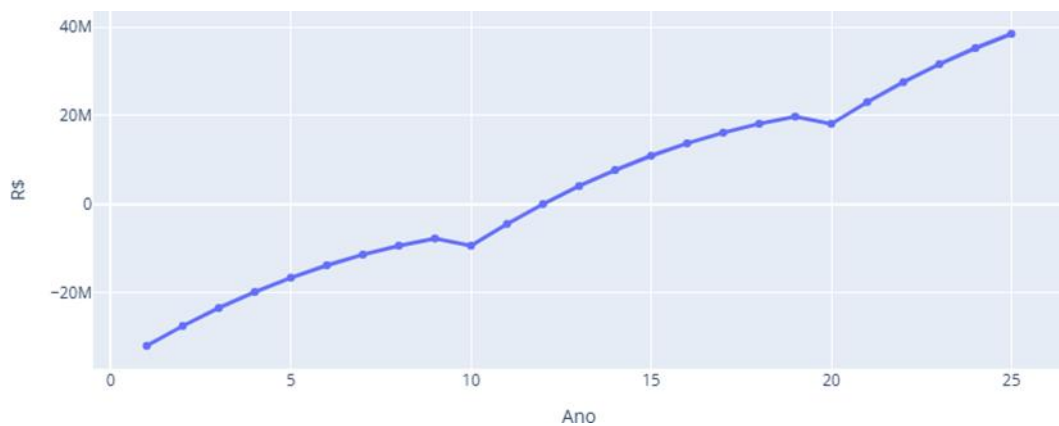
Figura 37 – Composição de custos para o Cenário 5



Fonte: Autoria própria.

O efeito da não obtenção do payback neste projeto é evidenciado na Figura 38. Essa configuração indica que a receita proveniente da venda do hidrogênio a R\$ 24,0/kg é insuficiente para cobrir os custos operacionais e de capital do projeto.

Figura 38 – Payback descontado para o Cenário 5

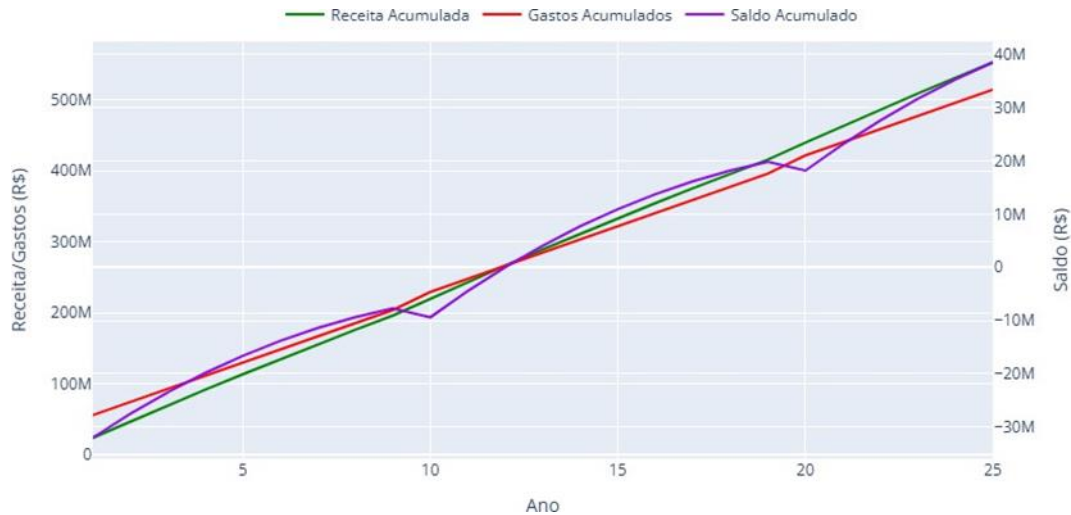


Fonte: Autoria própria.

A análise de fluxo de caixa, apresentada na Figura 39, ilustra a dinâmica temporal dos gastos, receitas e saldos acumulados, corroborando a discussão sobre o payback descontado. Observa-se que, embora o saldo acumulado nominal torne-se positivo a partir do

Ano 12, ao ser descontado pela taxa de 7,71%, ele se mostra insuficiente para cobrir o investimento inicial.

Figura 39 – Análise financeira combinada para o Cenário 5



Fonte: Autoria própria.

Os indicadores VPL e TIR do Cenário 5 reforçam a inviabilidade econômica do projeto, conforme demonstrado na Figura 40. O VPL apresentou valor de -R\$ 2.176.455,14, enquanto a TIR foi de 6,95%, valor inferior à TMA de 7,71% estabelecida como referência.

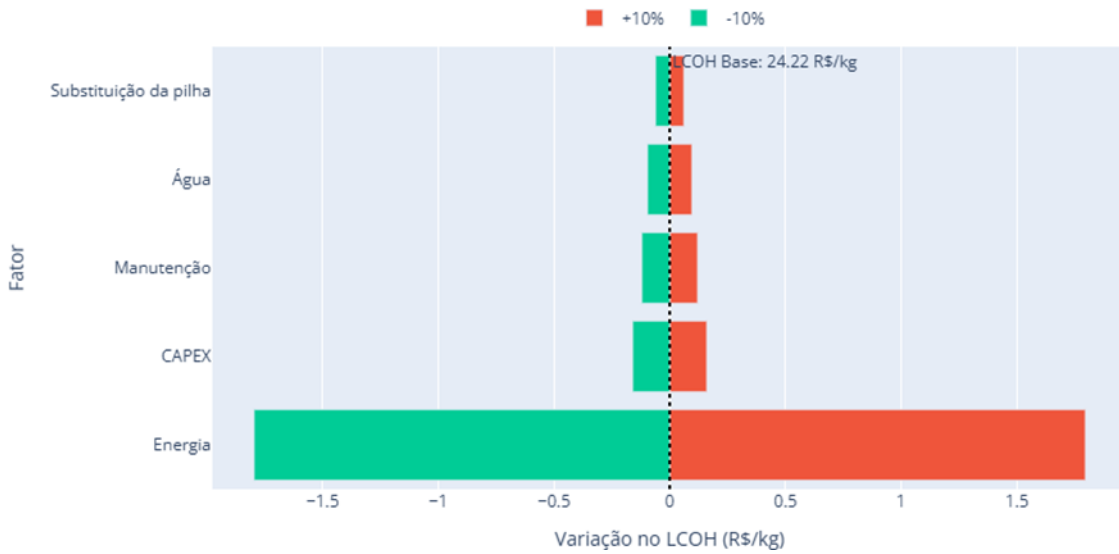
Figura 40 – VPL e TIR para o Cenário 5



Fonte: Autoria própria.

A análise de sensibilidade revelou que o LCOH permanece mais suscetível a variações nos custos com energia elétrica, podendo alterar seu valor base em até R\$ 1,80/kg. Em seguida, observaram-se os seguintes impactos para uma variação de 10%: CAPEX (R\$ 0,16/kg), Manutenção (R\$ 0,12/kg), Água (R\$ 0,10/kg) e Substituição da Pilha (R\$ 0,06/kg). Esses resultados estão apresentados no gráfico de tornado da Figura 41.

Figura 41 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 5

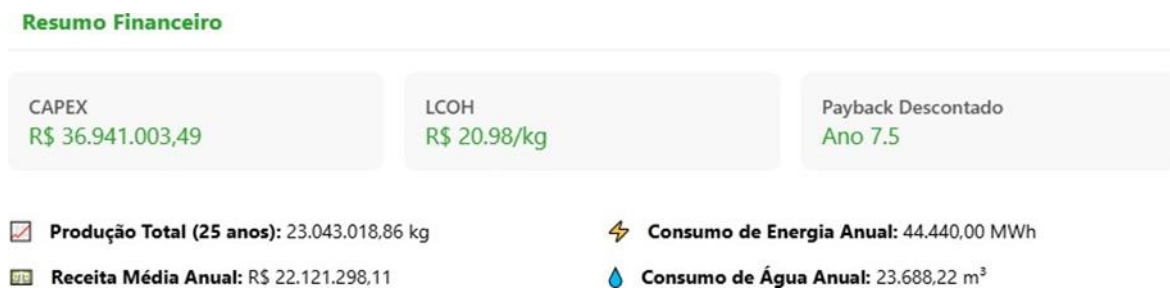


Fonte: Autoria própria.

4.1.4 Resultados para o Cenário 7

O sétimo cenário analisou o impacto de uma redução no custo da energia elétrica sobre os indicadores econômicos do projeto. Para isso, foi adotado o valor de comercialização de R\$ 120,0/MWh como preço do contrato de compra. Os resultados do resumo financeiro são apresentados na Figura 42.

Figura 42 – Resumo financeiro para o Cenário 7

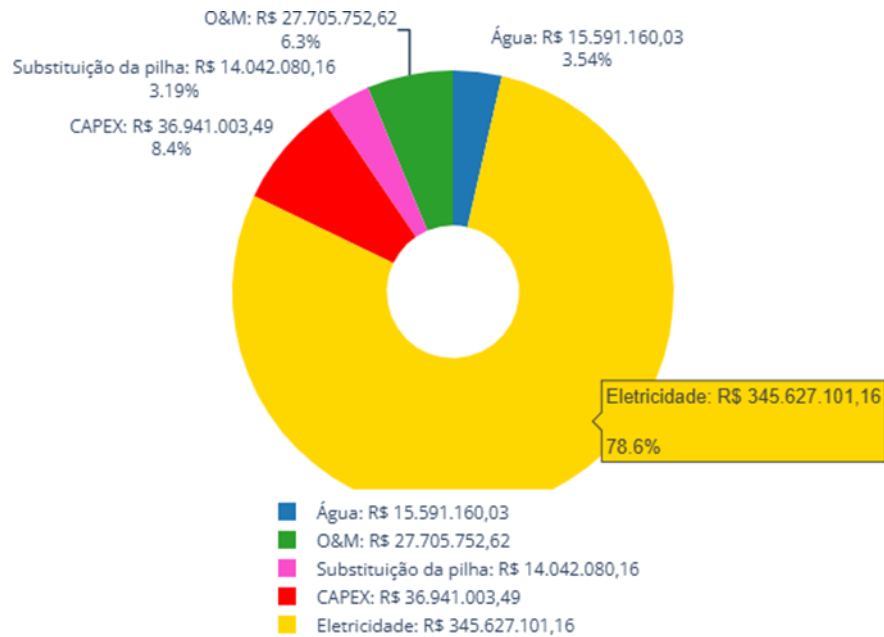


Fonte: Autoria própria.

A redução no custo da energia elétrica resultou em um LCOH de R\$ 20,98/kg, representando uma diminuição de R\$ 2,96/kg em relação ao Cenário 1. Também foi observada uma redução de 16,3 anos no tempo de retorno do projeto em relação ao cenário de base. Os demais parâmetros operacionais e financeiros mantiveram-se inalterados: CAPEX de R\$ 36.941.003,49, produção total de 23.043.018,86 kg de hidrogênio, receita média anual de R\$ 22.121.298,11 e consumo médio anual de 44.440 MWh de energia e de 23.688,22 m³ de água.

A Figura 43 apresenta a composição de custos do projeto, na qual se destaca a predominância da energia elétrica, que corresponde a 78,6% do total. Na sequência, figuram os custos com CAPEX (8,4%) e O&M (6,30%), enquanto os custos com água (3,54%) e substituição da pilha (3,19%) se mostram os menos impactantes.

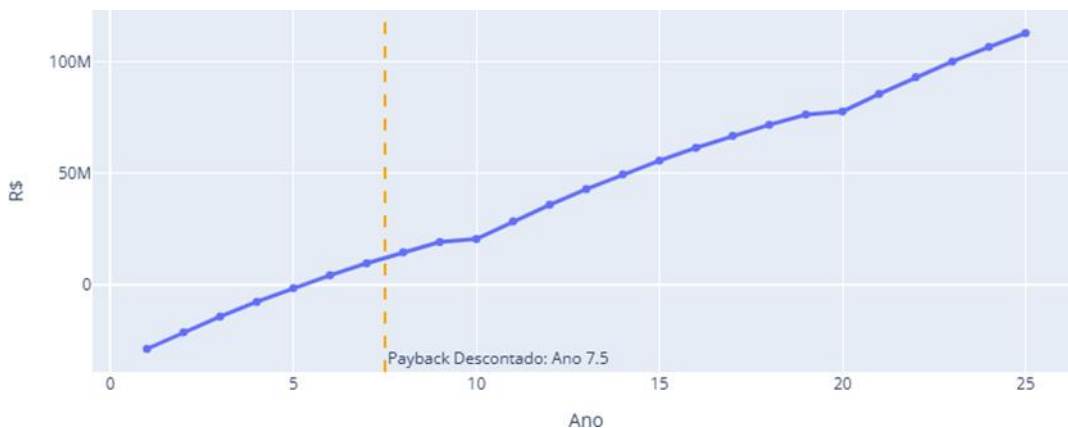
Figura 43 – Composição de custos para o Cenário 7



Fonte: Autoria própria.

O período de retorno do investimento foi estimado em 7,5 anos, conforme ilustrado na Figura 44. Essa redução em relação ao cenário de referência destaca ainda mais o impacto dos custos com eletricidade para a viabilidade do projeto.

Figura 44 – Payback descontado para o Cenário 7



Fonte: Autoria própria.

A análise do fluxo de caixa (Figura 45) indica que, no ano 25, o saldo foi de R\$ 113,12 milhões, com receita acumulada de R\$ 553,03 milhões e gastos acumulados de R\$ 408,80 milhões.

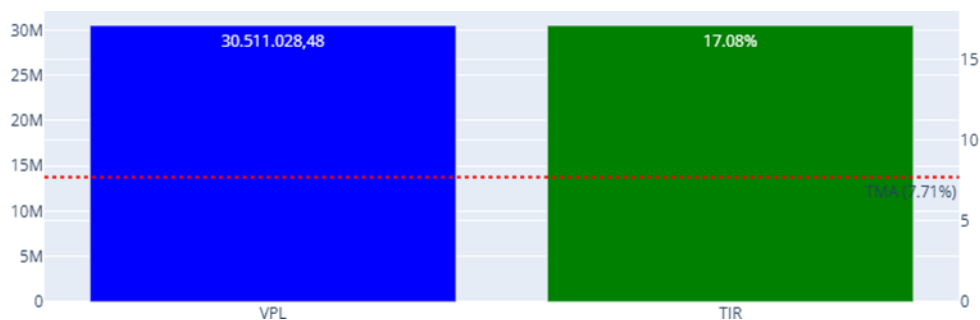
Figura 45 – Análise financeira combinada para o Cenário 7



Fonte: Autoria própria.

Os indicadores econômicos, VPL e TIR, também apresentaram resultados positivos, reforçando a viabilidade do projeto. Foi obtido um VPL de R\$ 30.511.028,48 e uma TIR de 17,08%. Esses valores estão destacados na Figura 40.

Figura 46 – VPL e TIR para o Cenário 7

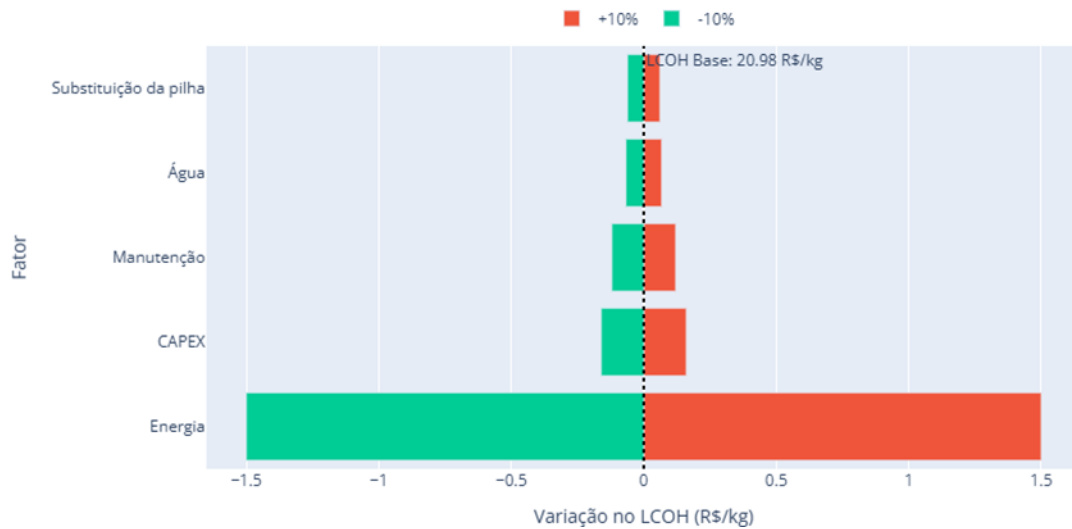


Fonte: Autoria própria.

A análise de sensibilidade desse cenário revelou uma atenuação na dependência em relação ao custo da energia elétrica, cuja variação de 10% para esta simulação impacta o LCOH em R\$ 1,50/kg para cada variação de 10%. Os demais parâmetros apresentaram as seguintes sensibilidades para a mesma variação percentual: CAPEX (R\$ 0,16/kg), Manutenção (R\$

0,12/kg), Água (R\$ 0,07/kg) e Substituição da Pilha (R\$ 0,06/kg), conforme ilustrado no gráfico de tornado da Figura 47.

Figura 47 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 7



Fonte: Autoria própria.

4.1.5 Avaliação das Simulações

A partir dos resultados obtidos nas simulações dos quatro cenários, é possível realizar algumas considerações relevantes sobre o comportamento dos componentes envolvidos nos projetos de produção de hidrogênio renovável.

Os custos com eletricidade destacaram-se como o fator mais significativo na composição de custos do projeto, aproximando-se dos percentuais médios reportados na literatura. A aplicação da tarifa média de energia incentivada resultou em índices de LCOH mais elevados, indicando que a busca por contratos com valores menores é essencial para a redução de custos.

Em contrapartida, os custos com água e substituição da pilha eletrolítica apresentaram menor impacto no custo total, embora esse cenário possa se alterar em casos onde se utiliza água dessalinizada, atribuindo maior relevância a esse insumo.

Outro aspecto importante está relacionado aos custos totais e à quantidade efetivamente produzida de hidrogênio. Embora todos os cenários tenham sido projetados para atender à mesma demanda anual de produção, foram simulados cenários com tecnologias de eletrólise diferente, com eficiência e taxa de degradação distintas. Esses fatores influenciaram diretamente no volume final de hidrogênio gerado ao longo da vida útil do projeto.

A Tabela 15 resume os valores acumulados de produção e custos para cada cenário analisado.

Tabela 15 – Resultados dos três cenários analisados

Parâmetro	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 5	Cenário 7
Produção de H ₂ em 25 anos (kg)	23.043.018,86	23.954.555,19	23.043.018,86	23.043.018,86
Custos totais (R\$)	508.106.009,12	496.162.041,13	514.558.054,41	439.907.097,46

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os Cenários 1, 5 e 7, que empregaram a tecnologia PEM, resultaram na mesma produção acumulada. O Cenário 2, por utilizar eletrolisadores alcalinos (ALK), registrou um montante ligeiramente superior. Isto se explica porque, embora a tecnologia PEM possua maior eficiência inicial, sua taxa de degradação é aproximadamente o dobro da observada na tecnologia ALK, o que resulta em uma produção total menor ao longo do horizonte de análise.

A análise de custos totais evidencia de forma contundente o impacto decisivo da energia elétrica na viabilidade econômica. O Cenário 7, que incorporou um preço inferior de energia, apresentou o menor custo total entre todas as simulações.

5 CONCLUSÕES

Diante do contexto de mudanças climáticas e da necessidade de uma transição energética eficaz, o presente estudo buscou investigar o papel do hidrogênio para o alcance de metas ambientais e analisar formas de avaliar a implementação de projetos de produção de hidrogênio renovável no Ceará. Para tanto, realizou-se uma caracterização do elemento, uma análise de panoramas e possibilidades por meio de revisão da literatura e, principalmente, o desenvolvimento do *H2Calculator*, uma ferramenta computacional destinada a auxiliar na tomada de decisão.

A revisão teórica constituiu a base fundamental para a implementação do principal produto deste trabalho. Ela não apenas estabeleceu um horizonte claro sobre a importância estratégica de investimentos em hidrogênio renovável, mas também forneceu os subsídios necessários para a parametrização e o embasamento técnico da ferramenta desenvolvida.

O *H2Calculator* foi desenvolvido para realizar análises técnico-econômicas com foco nos custos associados ao eletrolisador, ao suprimento de água e à energia elétrica adquirida pela rede do SIN, sendo a única opção de fornecimento energético incorporada à ferramenta em sua versão atual. Os parâmetros da ferramenta foram estabelecidos a partir de fontes confiáveis da literatura especializada, com ênfase em projeções para grandes plantas, conforme publicações de referência como EPRI e IRENA. Adicionalmente, incorporaram-se dados públicos de agências de fornecimento de água locais (CAGECE e COGERH) e da entidade administradora do mercado brasileiro de energia (CCEE).

A partir da determinação dos custos com base nesses parâmetros, foi possível estruturar os custos de capital (CAPEX) e de operação (OPEX), possibilitando a determinação dos indicadores LCOH, VPL, TIR e Payback descontado de maneira satisfatória.

Para validação e exploração das funcionalidades, foram avaliados dez cenários distintos, permitindo isolar o impacto de fatores específicos. Dessas análises, pôde-se constatar o impacto determinante dos custos com energia elétrica na viabilidade econômica das plantas de hidrogênio renovável, cuja participação superou 75% na composição dos custos totais em todos os cenários estudados. É importante salientar que a ferramenta incorporou custos do sistema de distribuição de energia ao invés do sistema de transmissão de energia.

O CAPEX dos eletrolisadores também se mostrou determinante, com a escolha tecnológica impactando não apenas o investimento inicial, mas também a produção total de

hidrogênio. Conforme demonstrado no Cenário 2, a adoção de tecnologia ALK, apesar de sua eficiência inicial inferior à PEM, resultou em maior produção acumulada devido à sua menor taxa de degradação, sendo um fator crucial para a viabilidade de longo prazo.

Os custos com água apresentaram uma participação mais modesta na estrutura de custos, mantendo-se abaixo de 5% em todos os cenários analisados. Para o uso de água proveniente da COGERH e de reuso, observou-se uma contribuição ainda menor. No entanto, salienta-se a importância de considerar variáveis não abordadas neste estudo, como logística de transporte, segurança hídrica e resiliência a eventos de escassez, fatores que podem ser determinantes em regiões suscetíveis a períodos de estiagem. Ademais, o processo de purificação da água utilizada também pode influenciar os custos finais.

Já os custos de operação e manutenção, definidos como percentual do CAPEX, e as despesas com substituição da pilha eletrolítica, embora relevantes, também demonstraram um impacto menor na viabilidade econômica quando comparados aos dispêndios com energia elétrica e ao investimento inicial.

Por fim, foi observado que a ferramenta demonstra indicativos de eficácia, embora tenha sido limitado pela escassez de estudos nacionais que avaliem projetos de hidrogênio renovável conectados à rede elétrica. Os trabalhos existentes, ainda que mostrem certa correlação com os resultados obtidos, em geral não divulgam todos os parâmetros operacionais e econômicos necessários para uma replicação integral e uma validação mais robusta.

O *H2Calculator* consolida-se, portanto, como uma ferramenta estratégica para a tomada de decisão e para o avanço do setor de hidrogênio renovável no Ceará, ao fornecer aos investidores subsídios para avaliações preliminares e estimativas de viabilidade.

Ressalta-se, contudo, que a ferramenta fornece resultados de caráter preliminar, fornecendo estimativas iniciais que não substituem a necessidade de estudos de viabilidade técnico-econômica detalhados. Limitações incluem a não consideração de despesas com pessoal, custos de engenharia detalhada e possíveis receitas alternativas, aspectos estes que devem ser incorporados em fases posteriores de análise do projeto.

5.1 Trabalhos Futuros

A ferramenta H2Calculator apresenta relevância ímpar ao fornecer um ambiente modular para análises técnico-econômicas de projetos de hidrogênio renovável no Ceará. Não obstante, identifica-se potencial para significativos aprimoramentos em versões futuras.

Destaca-se como evolução prioritária a expansão das modalidades de suprimento energético, particularmente pela incorporação de opções de autoprodução com fontes renováveis. Além disso, também é necessário avaliar a aplicação da tarifa do uso do sistema de transmissão, para abranger de forma mais assertiva projetos de larga escala.

Ademais, a implementação de indicadores econômicos adicionais, como o ROI (*Return on Investment*) e Custo Evitado de Carbono, ampliaria o escopo analítico da ferramenta e possibilitaria uma avaliação mais abrangente de sua viabilidade econômica e ambiental.

Outra incorporação futura recomendada é a simulação de Monte Carlo, que permitiria uma análise de risco mais robusta ao quantificar a incerteza inerente às variáveis do projeto e propagá-la probabilisticamente para os indicadores de viabilidade.

Por fim, recomenda-se uma validação empírica mais robusta dos resultados apresentados pela ferramenta, por meio de estudos de caso detalhados ou da comparação com dados operacionais de plantas piloto em fase de implantação ou operação.

REFERÊNCIAS

- ABBASI, N.; AHMADI, M.; NASERI, M. Quality and cost analysis of a wastewater treatment plant using GPS-X and CapdetWorks simulation programs. **Journal of Environmental Management**, Londres, v. 284, p. 111993, abr. 2021.
- ACAMPORA, L.; GRILLETTA, S.; COSTA, G. The Integration of Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) in Waste-to-Energy Plants: A Review. **Energies**, Basileia, v. 18, n. 8, p. 1883, 8 abr. 2025.
- ACSANY, P. **HTML and CSS for Python Developers**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://realpython.com/html-css-python/>. Acesso em: 28 jul. 2025.
- AGORA INDUSTRY; UMLAUT. **Levelised Cost of Hydrogen: Making the Application of the LCOH Concept More Consistent and More Useful**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/levelised-cost-of-hydrogen/>. Acesso em: 10 out. 2025.
- AHMAD, R. *et al.* Pakistan road towards Paris Agreement: Potential decarbonization pathways and future emissions reduction by A developing country. **Energy**, Londres, v. 314, p. 134075, 2025.
- AIMIKHE, V. J.; EYANKWARE, O. E. Recent Advances in White Hydrogen Exploration and Production: A Mini Review. **Journal of Energy Research and Reviews**, Hugli-Chuchura, v. 13, n. 4, p. 64–79, abr. 2023.
- AMEE. **Blog - Gestão de Energia Inteligente**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://amee.com.br/blog/>. Acesso em: 3 out. 2025
- AMIRUDDIN, D. *et al.* A Facile Ultrapure Water Production Method for Electrolysis via Multilayered Photovoltaic/Membrane Distillation. **Energies**, Basileia, v. 16, n. 15, p. 5765–5765, ago. 2023.
- ANDAL, E. G. T. Industrialisation, state-related institutions, and the speed of energy substitution: the case in europe. **Energy**, Londres, v. 239, p. 122274, 2022.
- ARAUJO, A. D. C. A cobrança pelo uso da água na irrigação no Ceará. *In*: SEABRA, G. **Anais do Congresso Nacional de Educação Ambiental e do Encontro Nordestino de Biogeografia: Educação e cooperação pela água para a conservação da biodiversidade**. João Pessoa: Editora da UFPB, 2013. v. 1, p. 164–174. ISBN 978-85-237-0753-8.
- ARAÚJO JÚNIOR, J. B. Introdução ao orçamento de capital: Principais critério de análise de investimentos. **Revista Processus Multidisciplinar**, [S. l.], v. 6, n. 11, p. e111383, 2025.
- ARCOS, J. M. M.; SANTOS, D. M. F. The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. **Gases**, Basileia, v. 3, n. 1, p. 25–46, 2023.

ASHRAF, H.; MAE, M.; MATSUHASHI, R. Advancements in green hydrogen production: A comprehensive review of system integration, power grid applications, and cost optimization. **International Journal of Energy Research**, Londres, v. 2025, n. 1, p. 1-37, 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual 2024**. [S.l.], 2025. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2025/05/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-2025_PT_Final-Aprovado.pdf. Acesso em: 14 jul. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Infográfico de Mercado**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 14 jul. 2025.

AZEVEDO, J. H. P. **Manual para a Certificação de Hidrogênio**. [S.l.], CCEE, 2023.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Taxa de Longo Prazo - TLP**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>. Acesso em: 28 jul. 2025.

BARAKAT, S.; MAHMOUD, S. F.; ELKHOULY, H. I. Techno-economic evaluation of hybrid renewable hydrogen systems in saudi arabia. **Clean Technologies and Environmental Policy**, Berlim, v. 27, p. 2647–2681, 2025.

BASHIR, M. F.; PATA, U. K.; SHAHZAD, L. Linking climate change, energy transition and renewable energy investments to combat energy security risks: Evidence from top energy consuming economies. **Energy**, Londres, v. 314, p. 134175, 2025.

BATTISTI, N. **Análise de incertezas na simulação numérica de reservatórios de hidratos de gás**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) — Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2018.

BHUTTO, A. W.; BAZMI, A. A.; ZAHEDI, G. Underground coal gasification: From fundamentals to applications. **Progress in Energy and Combustion Science**, Londres, v. 39, n. 1, p. 189–214, 2013.

BOETTCHER, S. W. Introduction to Green Hydrogen. **Chemical Reviews**, Washington, v. 124, n. 23, p. 13095–13098, 2024.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Anexo XVI da Resolução Normativa nº 1.051, de 6 de dezembro de 2022**. Brasília, 2022.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica**. Brasília, 2025a. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 17 jul. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**: Módulo 5. Brasília, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 18 jul. 2025.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Câmara aprova certificação e incentivos para hidrogênio com baixa emissão de carbono**. [S.l.], 2024a. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/1020557-camara-aprova-certificacao-e-incentivos-para-hidrogenio-com-baixa-emissao-de-carbono/>. Acesso em: 15 jul. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono [...]. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, p.1, 2024b.

BRASIL. Receita Federal. **Portal Único Siscomex**. [S.l.], 2025b. Disponível em: <https://portalunico.siscomex.gov.br/>. Acesso em: 16 jul. 2025.

BRITO, K. S.; BARROSO, P. D. B.; CAVALIERO, C. K. N. The relevance of input-output analysis in public policies propositions for green hydrogen in brazil. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 145, p. 1033–1046, 2025.

CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS *et al.* **Atlas Eólico e Solar**: Ceará. Fortaleza: [s.n.], 2019. Edição eletrônica. Inclui mapas e ilustrações. ISBN 978-85-67342-05-4. Disponível em: <http://atlas.adece.ce.gov.br>. Acesso em: 15 jul. 2025.

CARVALHO, M. **Regulação do hidrogênio verde no Brasil**: perspectivas e marcos legais. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://pos.idp.edu.br/idp-learning/blog/direito-e-regulacao-do-setor-eletrico/regulacao-do-hidrogenio-verde-no-brasil/>. Acesso em: 15 jul. 2025.

CASTRO, N. *et al.* **A economia do hidrogênio**: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil. 1. ed. [S.l.], E-papers, 2023. p. 336. ISBN 978-65-87065-57-1.

CEARÁ. Assessoria de Comunicação da Casa Civil. **Hidrogênio Verde**: Governo do Ceará avança para instalação de empreendimento que deve gerar quase 9 mil empregos. Fortaleza, 2025. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2025/06/19/hidrogenio-verde-governo-do-ceara-avanca-para-instalacao-de-empreendimento-que-deve-gerar-quase-9-m>. Acesso em: 16 jul. 2025.

CEARÁ. Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos. **Tarifas de cobrança**. [S.l.], 2024a. Disponível em: <https://portal.cogerh.com.br/tarifas-cobranca/>. Acesso em: 17 jul. 2025

CEARÁ. Decreto nº 36.091, de 1 de julho de 2024: dispõe sobre a atualização da tabela pelo uso dos recursos hídricos de domínio do estado do Ceará ou da União, por delegação de competência, e dá outras providências. 2024. **Diário Oficial do Estado**: série 3, Fortaleza, p. 3, 2024b.

CHAVES, G. L. P. **Metodologia para avaliação técnica e econômica de migração para o mercado livre de energia: estudo de caso de um hospital universitário**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia) — Campus Araranguá, Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

CLEAN ENERGY LATIN AMERICA. **Índice LCOX Brasil da CELA**: Custo Nivelado de Hidrogênio Verde e de Amônia Verde no Brasil. [S.l.], 2024. Disponível em: https://cela.com.br/wp-content/uploads/2024/08/20240811_LCOX_Publico-novo.pdf. Acesso em: 29 jul. 2025.

CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING. **Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) Calculator Manual**. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>. Acesso em: 29 jul. 2025.

COLANGELO, G. *et al.* Hydrogen production from renewable energy resources: A case study. **Energy Conversion and Management**, Londres, v. 311, n. 118532, p. 1-14 2024.

COMPANHIA DE ÁGUA E ESGOTO DO CEARÁ. **Estrutura tarifária**. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.cagece.com.br/produtos-e-servicos/precos-e-prazos/estrutura-tarifaria/>. Acesso em: 17 jul. 2025.

CORDEIRO, M. G. **Fast Wave: Um pacote Python para um cálculo eficiente e preciso de funções de onda de estados de Fock**. 2025. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Teleinformática) — Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2025.

COZZOLINO, R.; BELLA, G. A review of electrolyzer-based systems providing grid ancillary services: current status, market, challenges and future directions. **Frontiers in Energy Research**, Lausana, v. 12, p. 1-18, 2024.

DANTAS, G. M. L. **Avaliação da competitividade econômica da produção de hidrogênio verde no Brasil**. 2025. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia e Finanças) — Escola Brasileira de Economia e Finanças, Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro, 2025.

DEITEL, P.; DEITEL, H. **Intro to Python for Computer Science and Data Science: Learning to Program with AI, Big Data and the Cloud**. [S.l.], Pearson, 2020.

DIAB, J. *et al.* Why turquoise hydrogen will be a game changer for the energy transition. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 47, n. 61, p. 25831–25848, 2022.

DONG, W. *et al.* Integrated planning method of green hydrogen supply chain for hydrogen fuel cell vehicles. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 48, n. 48, p. 18385–18397, 2023.

DURKIN, K. *et al.* Hydrogen-powered vehicles: comparing the powertrain efficiency and sustainability of fuel cell versus internal combustion engine cars. **Energies**, Basileia, v. 17, n. 5, p. 1085, 2024.

ECONOMICS, T. **Brazil Corporate Tax Rate**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://tradingeconomics.com/brazil/corporate-tax-rate>. Acesso em: 29 jul. 2025.

EL-ADAWY, M. *et al.* Review of sustainable hydrogen energy processes: Production, storage, transportation, and color-coded classifications. **Energy & Fuels**, Washington, v. 38, n. 23, p. 22686–22718, 2024.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Capex Rates | Electrolysis Techno-Economic Analysis**. [S.l.] 2024. Disponível em: <https://apps.epri.com/lcri-electrolysis-tea/en/capex-rates.html>. Acesso em: 17 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional: Relatório Síntese 2025**. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2025a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Hidrogênio e Biomassa: Oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia.** Rio de Janeiro: MME/EPE, 2025b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034.** Brasília: MME/EPE, 2024.

ENEL CEARÁ. **Tarifas, Taxas e Impostos.** [S.l.], 2025. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas_Enel.html. Acesso em: 16 jul. 2025.

ESTADOS UNIDOS. Departamento de Energia. **Pre-Combustion Carbon Capture Research.** [S.l.], 2014. Disponível em: <https://www.energy.gov/fecm/pre-combustion-carbon-capture-research>. Acesso em: 8 jul. 2025.

EUROPEAN HYDROGEN OBSERVATORY. **Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) Calculator.** [S.l.], 2024. Disponível em: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>. Acesso em: 10 out. 2025.

FARAH, S.; BOKDE, N.; ANDRESEN, G. B. Cost and CO₂ emissions co-optimisation of green hydrogen production in a grid-connected renewable energy system. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 84, p. 164–176, 2024.

FARIAS, G. **Projetos de hidrogênio verde somam mais de R\$188 bilhões em investimentos, diz CNI.** São Paulo: CNN Brasil, 2024. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/macroeconomia/projetos-de-hidrogenio-verde-somam-mais-de-r-188-bilhoes-em-investimentos-diz-cni/>. Acesso em: 16 jul. 2025.

FERNANDES, G. *et al.* **Panorama dos desafios do hidrogênio verde no Brasil.** Rio de Janeiro: FGV ENERGIA, 2023. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/panorama-dos-desafios-do-hidrogenio-verde-no-brasil>. Acesso em: 22 jul. 2025.

FERNÁNDEZ-ARIAS, P. *et al.* Emerging Trends and Challenges in Pink Hydrogen Research. **Energies**, Basileia, v. 17, n. 10, p. 2291, 2024a.

FERNÁNDEZ-ARIAS, P. *et al.* On Green Hydrogen Generation Technologies: A Bibliometric Review. **Applied Sciences**, Basileia, v. 14, n. 6, p. 2524, 2024b.

FLORES-HERNÁNDEZ, J. R. *et al.* Re-electrification with green hydrogen in combined cycle power plants: A case study for Mexico. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 146, p. 149935, 2025.

FONSECA, B. **Tabela ICMS 2025: Fique por dentro das alíquotas estaduais atualizadas.** [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.taxgroup.com.br/intelligence/tabela-icms-atualizada/#tabela-icms-2025-ceara>. Acesso em: 16 jul. 2025.

GABRIELLI, J. S.; TOKARSKI, A. P. R. Estudos regulatórios para a certificação do hidrogênio verde no Brasil: Transição energética. **Princípios**, [S. l.], v. 43, n. 170, p. 93–114, 2024.

GARCIA, G. **Hidrogênio verde: setor espera lucro de R\$75 bilhões até 2030**. Brasília: CNN Brasil, 2024. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/politica/hidrogenio-verde-setor-espera-lucro-de-r-75-bilhoes-ate-2030/>. Acesso em: 16 jul. 2025.

GARLET, T. B. *et al.* Unlocking brazil's green hydrogen potential: Overcoming barriers and formulating strategies to this promising sector. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 49, p. 553–570, 2024.

GISCHLER, C. *et al.* **Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean**. [S.l.], Inter-American Development Bank, 2023.

GURLIT, W. *et al.* **Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo**. São Paulo: McKinsey, 2021. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/br/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>. Acesso em: 01 ago. 2025.

HAOXIN, D. *et al.* A comprehensive review on renewable power-to-green hydrogen-to-power systems: Green hydrogen production, transportation, storage, re-electrification and safety. **Applied Energy**, Londres, v. 390, p. 125821, 2025.

HARGRAVE, M. **Weighted Average Cost of Capital (WACC): Definition and Formula**. [S.l.], 2024. Disponível em: <https://www.investopedia.com/terms/w/wacc.asp>. Acesso em: 17 jul. 2025.

HARST, S. *et al.* The hydrogen economy: a land of opportunity. *In*: NEUGEBAUER, R. (ed.). **Hydrogen Technologies**. [S.l.], Springer International Publishing, 2023. p. 7–19.

HASSAN, Q. *et al.* Saudi arabia energy transition: Assessing the future of green hydrogen in climate change mitigation. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 55, p. 124–140, 2024.

HERMESMANN, M.; MÜLLER, T. E. Green, turquoise, blue, or grey? environmentally friendly hydrogen production in transforming energy systems. **Progress in Energy and Combustion Science**, Londres, v. 90, p. 100996, 2022.

HUANG, J.; BALCOMBE, P.; FENG, Z. Technical and economic analysis of different colours of producing hydrogen in china. **Fuel**, Londres, v. 337, p. 127227, 2023.

HURTUBIA, B.; SAUMA, E. Economic and environmental analysis of hydrogen production when complementing renewable energy generation with grid electricity. **Applied Energy**, Londres, v. 304, p. 117739, 2021.

IBAGON, N. *et al.* Techno-economic analysis for off-grid green hydrogen production in uruguay. **Journal of Energy Storage**, Londres, v. 67, p. 107604, 2023.

INGALE, G. U. *et al.* Assessment of Greenhouse Gas Emissions From Hydrogen Production Processes: Turquoise Hydrogen vs. Steam Methane Reforming. **Energies**, Basileia, v. 15, n. 22, p. 8679, 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html>. Acesso em: 29 jul. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Summary for Policymakers. *In*: INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2023: Synthesis Report**. Genebra: IPCC, 2023. p. 1-34.

IRENA; Bluerisk. **Water for Hydrogen Production**. Abu Dhabi: IRENA, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2023/Oct/Water-for-hydrogen-production>. Acesso em: 10 jun. 2025.

JACOBSON, M. Z. *et al.* Impacts of green hydrogen for steel, ammonia, and long-distance transport on the cost of meeting electricity, heat, cold, and hydrogen demand in 145 countries running on 100% wind-water-solar. **Smart Energy**, Londres, v. 11, p. 100106, 2023.

JI, M.; WANG, J. Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 46, n. 78, p. 38612–38635, 2021.

JOVAN, D. J.; DOLANC, G. Can green hydrogen production be economically viable under current market conditions. **Energies**, Basileia, v. 13, n. 24, p. 6599, 2020.

KELMAN, R. *et al.* Can brazil become a green hydrogen powerhouse? **Journal of Power and Energy Engineering**, Glendale, v. 8, n. 11, p. 21–32, 2020.

KHAN, M. H. A. *et al.* Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in australia. **IScience**, Londres, v. 24, n. 6, p. 102539, 2021.

LEAL, J. I. *et al.* Site suitability analysis for green hydrogen production using multi-criteria decision-making methods: A case study in the state of ceará, brazil. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 97, p. 406–418, 2025.

LEAL, T. W. *et al.* Gaseificação de biomassa lignocelulósica: Uma comparação de processos para produção de hidrogênio verde. **International Journal of Agrarian Sciences**, Recife, v. 4, n. 1, p. 50–70, 2024.

LI, C. *et al.* Development strategies for green hydrogen, green ammonia, and green methanol in transportation. **Renewable Energy**, Londres, v. 246, p. 122904, 2025.

LONGORIA, G.; LYNCH, M.; CURTIS, J. Green hydrogen for heating and its impact on the power system. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 46, n. 53, p. 26725–26740, 2021.

MALDONADO, M. U. *et al.* Estimating Brazil's green hydrogen export potential through simulated long-term scenarios. **Energy**, Londres, v. 333, p. 137346, 2025.

MANOHARAN, Y. *et al.* Hydrogen fuel cell vehicles; current status and future prospect. **Applied Sciences**, Basileia, v. 9, n. 11, p. 2296, 2019.

- MATUTE, G.; YUSTA, J. M.; CORREAS, L. C. Techno-economic modelling of water electrolyzers in the range of several mw to provide grid services while generating hydrogen for different applications: A case study in Spain applied to mobility with fcevs. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 44, n. 33, p. 17431–17442, 2019.
- MIDILLI, A. *et al.* A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and opportunities. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 46, n. 50, p. 25385–25412, 2021.
- NI, M. *et al.* Potential of renewable hydrogen production for energy supply in Hong Kong. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 31, n. 10, p. 1401–1412, 2006.
- NUNES, C. R. P.; GONÇALVES, R. R. Desafios da regulação do hidrogênio verde no Brasil e na Índia: Uma transição energética sustentável no BRICS? **Cadernos de Direito Actual**, n. 24, p. 165–184, 2024.
- OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA DO CEARÁ *et al.* **Masterplan Hidrogênio Verde Ceará: Construindo o Hub de Hidrogênio Verde do Ceará**. Fortaleza: IXL Center, 2024.
- OLDENBROEK, V. *et al.* Fuel cell electric vehicles and hydrogen balancing 100 percent renewable and integrated national transportation and energy systems. **Energy Conversion and Management: X**, Londres, v. 9, p. 100077, 2021.
- PANIĆ, I.; CUCULIĆ, A.; ĆELIĆ, J. Color-coded hydrogen: Production and storage in maritime sector. **Journal of Marine Science and Engineering**, Basileia, v. 10, n. 12, p. 1995, 2022.
- PAREEK, A. *et al.* Insights into renewable hydrogen energy: Recent advances and prospects. **Materials Science for Energy Technologies**, Londres, v. 3, p. 319–327, 2020.
- PARK, J. *et al.* The impact of degradation on the economics of green hydrogen. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Londres, v. 213, p. 115472, 2025.
- PERNA, A. *et al.* Designing, sizing and economic feasibility of a green hydrogen supply chain for maritime transportation. **Energy Conversion and Management**, Londres, v. 278, p. 116702, 2023.
- QUEIROZ, T. S. **Redução de custos com energia elétrica pela migração ao mercado livre de energia**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) — Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território, Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, 2018.
- REDDY, V. J. *et al.* Sustainable e-fuels: Green hydrogen, methanol and ammonia for carbon-neutral transportation. **World Electric Vehicle Journal**, Basileia, v. 14, n. 12, p. 349, 2023.
- RIBEIRO, C.; SANTOS, D. M. Transitioning ammonia production: Green hydrogen-based Haber–Bosch and emerging nitrogen reduction technologies. **Clean Technologies**, Basileia, v. 7, n. 2, p. 49, 2025.

RISCO-BRAVO, A. *et al.* From green hydrogen to electricity: A review on recent advances, challenges, and opportunities on power-to-hydrogen-to-power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Londres, v. 189, p. 113930, 2024.

ROJAS, J. *et al.* Technoeconomics and carbon footprint of hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 49, p. 59–74, 2024.

SAEIDI, S. *et al.* Evolution paths from gray to turquoise hydrogen via catalytic steam methane reforming: Current challenges and future developments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Londres, v. 183, p. 113392, 2023.

SANTANA, L. O. *et al.* Water sources evaluation for green hydrogen production: a case study in Brazil. *In*: KOKOSSIS, A. C.; GEORGIADIS, M. C.; PISTIKOPOULOS, E. (eds.). **33rd European Symposium on Computer Aided Process Engineering: ESCAPE-33**. Atenas: Elsevier, 2023.

SCHIRO, F.; STOPPATO, A.; BENATO, A. Modelling and analyzing the impact of hydrogen enriched natural gas on domestic gas boilers in a decarbonization perspective. **Carbon Resources Conversion**, Londres, v. 3, p. 122–129, 2020.

SEN, S. *et al.* **The Color Palette of the Colorless Hydrogen**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://jpt.spe.org/twa/the-color-palette-of-the-colorless-hydrogen>. Acesso em: 18 jul. 2025.

SHARMA, S.; KUMAR, A.; JAIN, P. Green hydrogen in India - applications, opportunities and challenges. *In*: 2023 1st International Conference on Intelligent Computing and Research Trends (ICRT), 2023, Roorkee. **Anais [...]**. Roorkee: IEEE, 2023. p. 1–6.

SIFFERT, N.; ROCHA, K. **O mercado do hidrogênio de baixo carbono no Brasil: perspectivas e desafios até 2030**. Brasília: Ipea, 2025. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.38116/td3082-port>. Acesso em: 15 jul. 2025.

SILVA, L. M. T. **Avaliação das fontes de água para abastecimento de um hub de hidrogênio verde no Ceará por meio de dinâmica de sistemas**. 2023. Dissertação (Mestrado em Administração e Controladoria) — Faculdade de Economia, Administração, Atuária e Contabilidade, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em: <http://repositorio.ufc.br/handle/riufc/75887>. Acesso em: 20 jul. 2025.

SOLDERA, D.; KÜHN, D. D. Indicadores de viabilidade financeira: considerações sobre instrumentos de análise. *In*: WIVES, D. G.; KÜHN, D. D. (org.). **Gestão e planejamento de agroindústrias familiares**. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2018. cap. 2, p. 41–59. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/185993>. Acesso em: 28 jul. 2025.

TADLOCK, T.; RUBIO, O.; RISTANOVIC, D. The green hydrogen revolution-integrating hydrogen into industrial applications. *In*: 2022 IEEE IAS Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC), 2022, Denver. **Anais [...]**. Denver: IEEE, 2022. p. 185–193.

TAK, Y. C. *et al.* Decarbonizing the future for the transportation and aviation industries: Green hydrogen as the sustainable fuel solution. **Materials Today Sustainability**, Londres, v.1, p. 101152, 2025.

THE, P. **Como calcular o imposto de importação**. São Paulo, 2025. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/artigo/como-calcular-o-imposto-de-importacao.ghtml>. Acesso em: 17 jul. 2025.

TOFIGHI-MILANI, M.; FATTAHEIAN-DEHKORDI, S.; LEHTONEN, M. Electrolysers: A review on trends, electrical modeling, and their dynamic responses. **IEEE Access**, [S.l.], v. 13, p. 39870–39885, 2025.

TULUHONG, A. *et al.* Current status of green hydrogen production technology: A review. **Sustainability**, Basileia, v. 16, n. 20, p. 9070, 2024.

VALINI NETO, L. **Como calcular a taxa de desconto**. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.valini.com.br/post/como-calcular-a-taxa-de-desconto>. Acesso em: 17 jul. 2025.

VELASQUEZ-JARAMILLO, M.; GARCIA, J. G.; VASCO-ECHEVERRI, O. Techno economic model to analyze the prospects of hydrogen production in Colombia. **International Journal of Thermofluids**, Londres, v. 22, p. 100597, 2024.

VENIZELOU, V.; POULLIKKAS, A. Comprehensive overview of recent research and industrial advancements in nuclear hydrogen production. **Energies**, Basileia, v. 17, n. 12, p. 2836, 2024.

WANG, J. *et al.* Water electrolyzer operation scheduling for green hydrogen production: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Londres, v. 203, p. 114779, 2024.

WANG, Q.; LI, X.; LI, R. The impact of political, financial, and economic risks on energy transition: the role of natural resource rents. **Humanities and Social Sciences Communications**, Palgrave, v. 12, n. 75, p. 1–16, 2025a.

WANG, X. *et al.* Challenges and opportunities in hydrogen storage and transportation: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Londres, v. 219, p. 115881, 2025b.

WOLF, N. *et al.* Techno-economic analysis of green hydrogen supply for a hydrogen refueling station in germany. **International Journal of Hydrogen Energy**, Londres, v. 106, p. 318–333, 2025.

WU, X. *et al.* The advances of post-combustion CO₂ capture with chemical solvents: review and guidelines. **Energy Procedia**, Londres, v. 63, p. 1339–1346, 2014.

ZENI, M. F. R. **Análise da viabilidade econômica para exportação de carrier de hidrogênio verde para a Alemanha**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Produção Elétrica) — Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2024.

ZHANG, S. *et al.* Research on the value evaluation of electricity-hydrogen synergy. *In*: 2024 7th International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE). 2024, Pequim. **Anais [...]**. Pequim: IEEE, 2024. p. 313–317.

APÊNDICE A - PARÂMETROS DOS CENÁRIOS AVALIADOS

A Tabela 16 apresenta a descrição dos parâmetros considerados em cada cenário simulado neste trabalho.

Tabela 16 – Parâmetros dos cenários analisados

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8	Cenário 9	Cenário 10
Produção anual de H ₂ (kg)	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Taxa de operação (%)	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,80	0,90	0,90
Tecnologia de eletrólise	PEM	ALK	OUTRA	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM
Preço da tecnologia (R\$/kW)	Padrão	Padrão	4500	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Preço da pilha eletrolítica (R\$/kW)	Padrão	Padrão	1500	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Eficiência do eletrolisador (%)	Padrão	Padrão	80	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Taxa de degradação da pilha (%)	Padrão	Padrão	0,30	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Consumo de água do eletrolisador (m ³ /kg)	Padrão	Padrão	0,035	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão	Padrão
Fonte de fornecimento de água	CAGECE	CAGECE	CAGECE	COGERH	DESSAL	REUSO	CAGECE	CAGECE	CAGECE	CAGECE
Preço de compra de energia (R\$/MWh)	163,43	163,43	163,43	163,43	163,43	163,43	120	163,43	163,43	163,43
Preço de venda do hidrogênio (R\$/kg)	24	24	24	24	24	24	24	24	23	24
TMA (%)	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	10

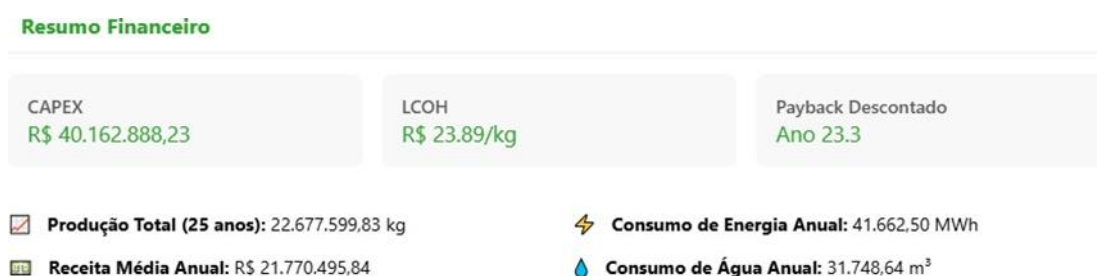
Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE B - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS

Neste apêndice são apresentados os resultados obtidos da simulação de cada um dos dez cenários observados na ferramenta H2Calculator, excluindo-se os cenários 1, 2, 5 e 7 que já foram apresentados no Capítulo de Resultados.

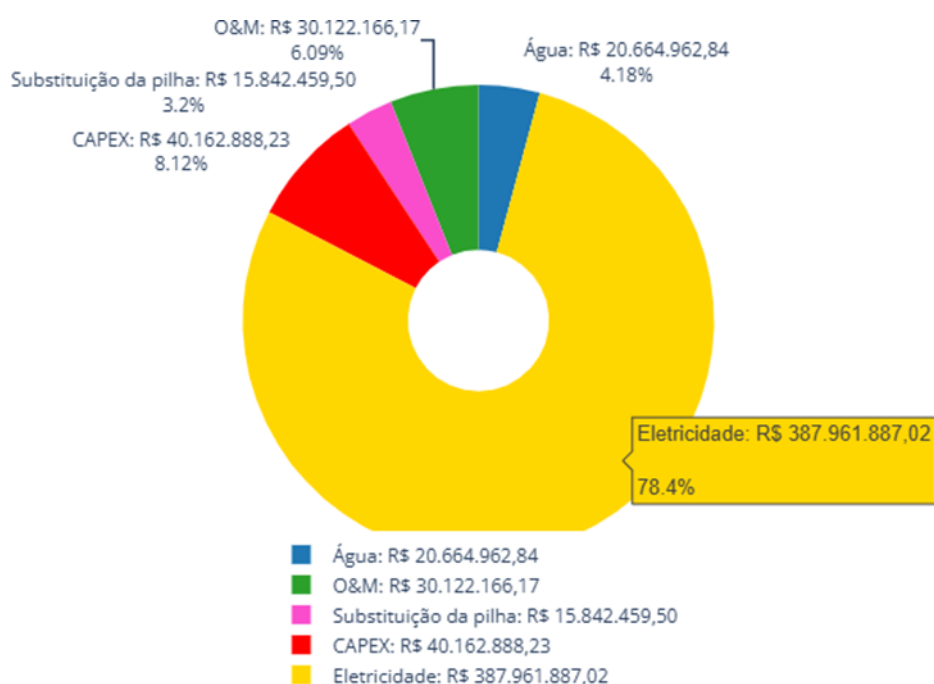
B1. Cenário 3

Figura 48 – Resumo financeiro para o Cenário 3



Fonte: Autoria própria.

Figura 49 – Composição de custos para o Cenário 3



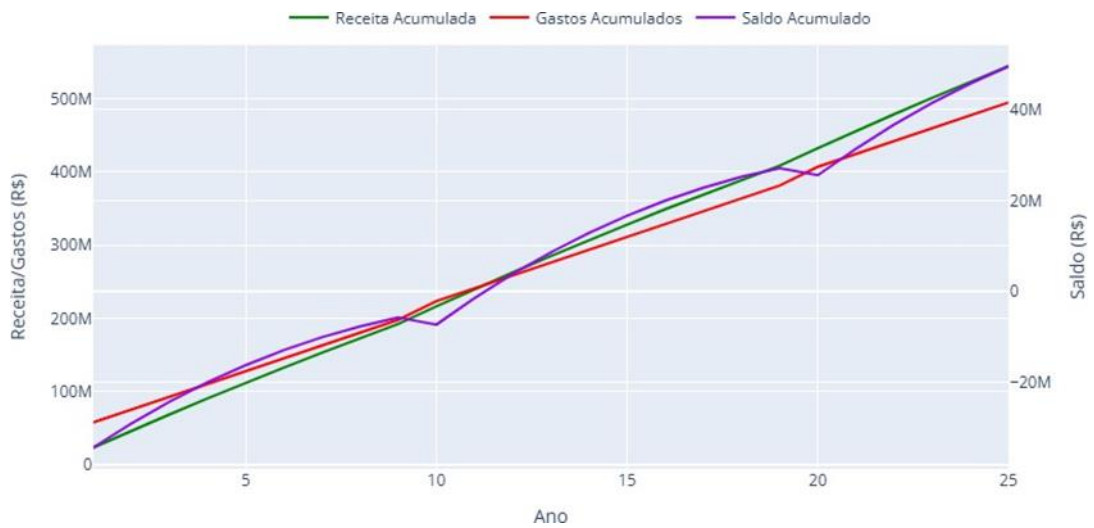
Fonte: Autoria própria.

Figura 50 – Payback descontado para o Cenário 3



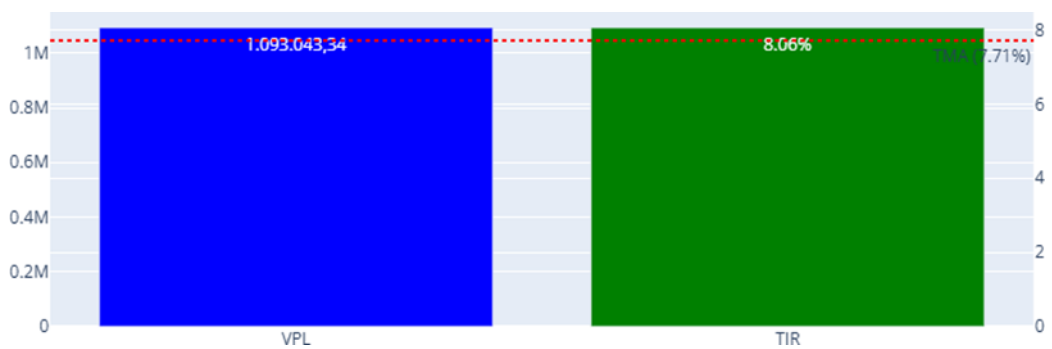
Fonte: Autoria própria.

Figura 51 – Análise financeira combinada para o Cenário 3



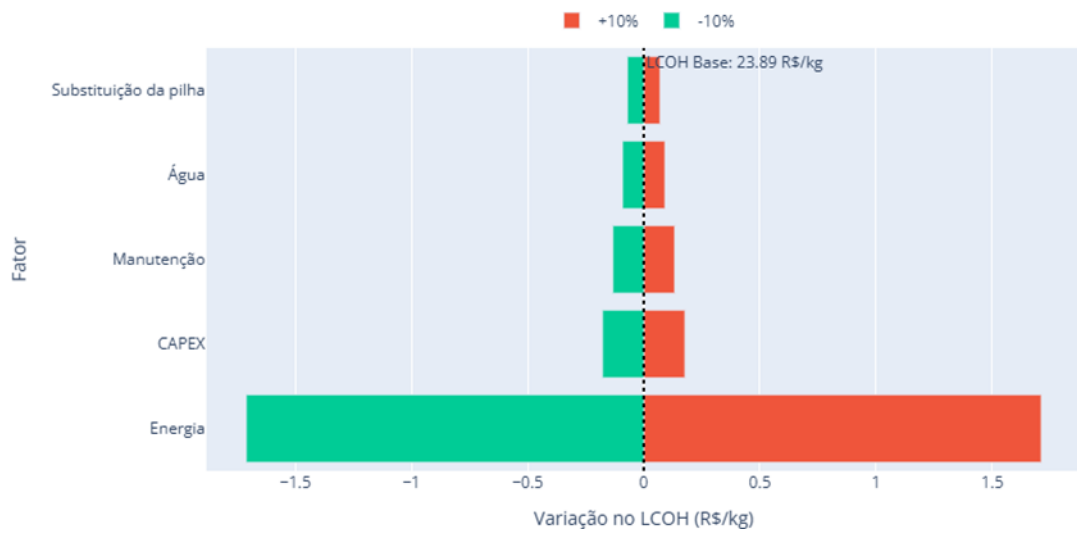
Fonte: Autoria própria.

Figura 52 – VPL e TIR para o Cenário 3



Fonte: Autoria própria.

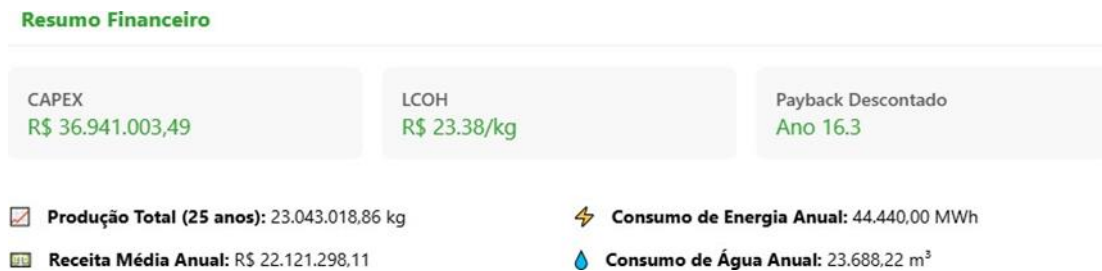
Figura 53 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 3



Fonte: Autoria própria.

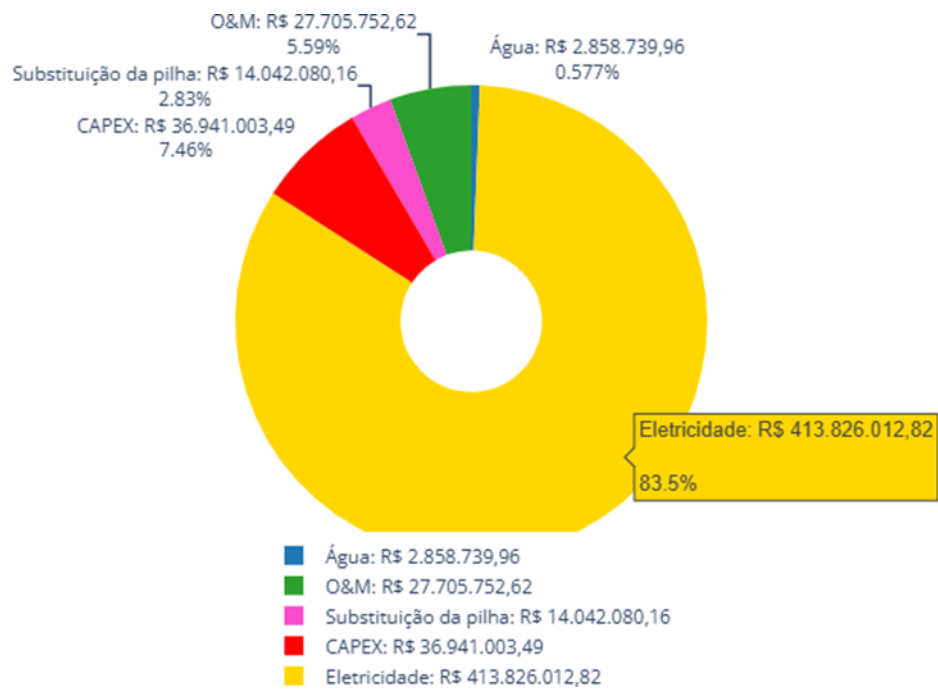
B2. Cenário 4

Figura 54 – Resumo financeiro para o Cenário 4



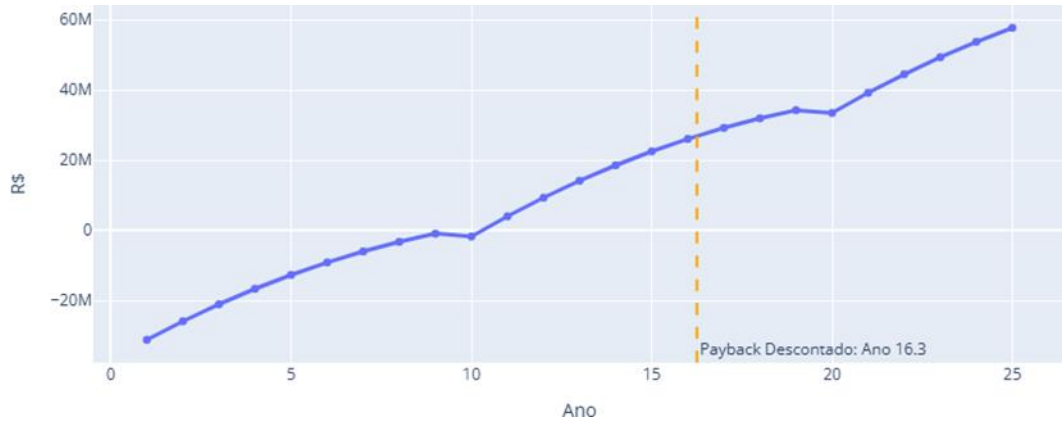
Fonte: Autoria própria.

Figura 55 – Composição de custos para o Cenário 4



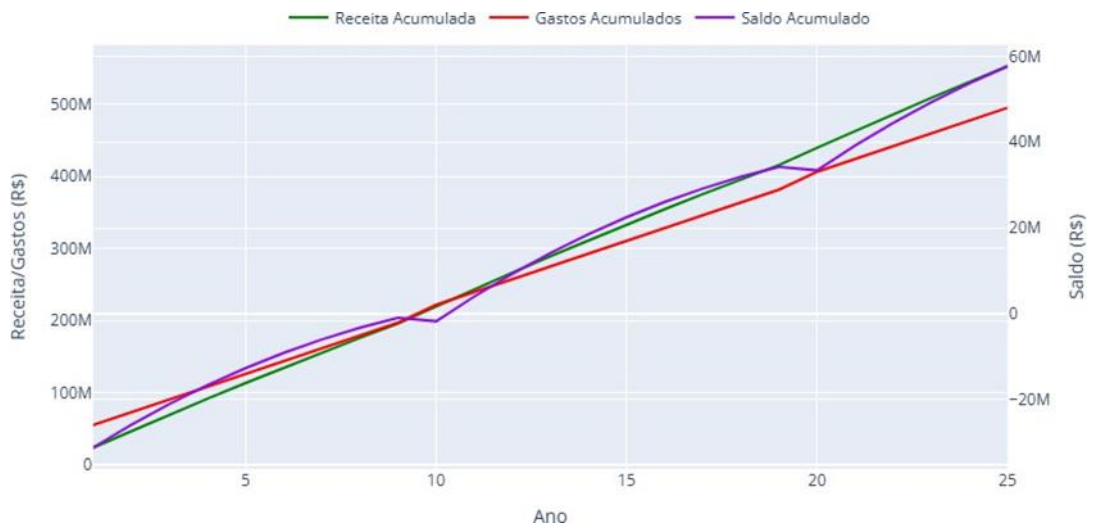
Fonte: Autoria própria.

Figura 56 – Payback descontado para o Cenário 4



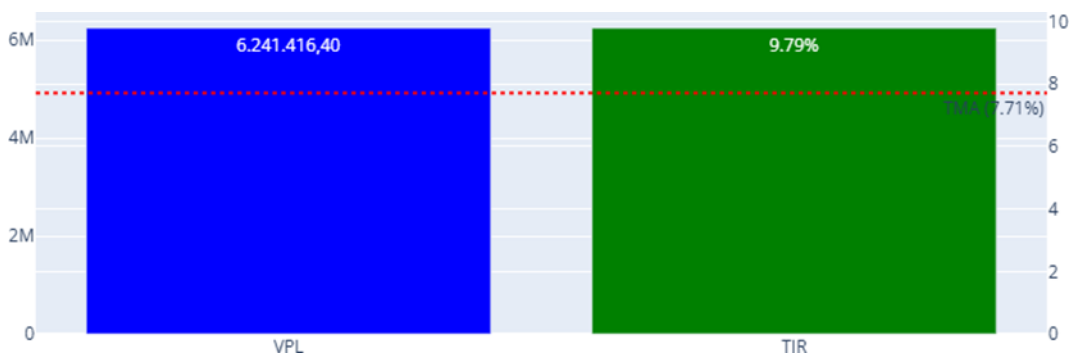
Fonte: Autoria própria.

Figura 57 – Análise financeira combinada para o Cenário 4



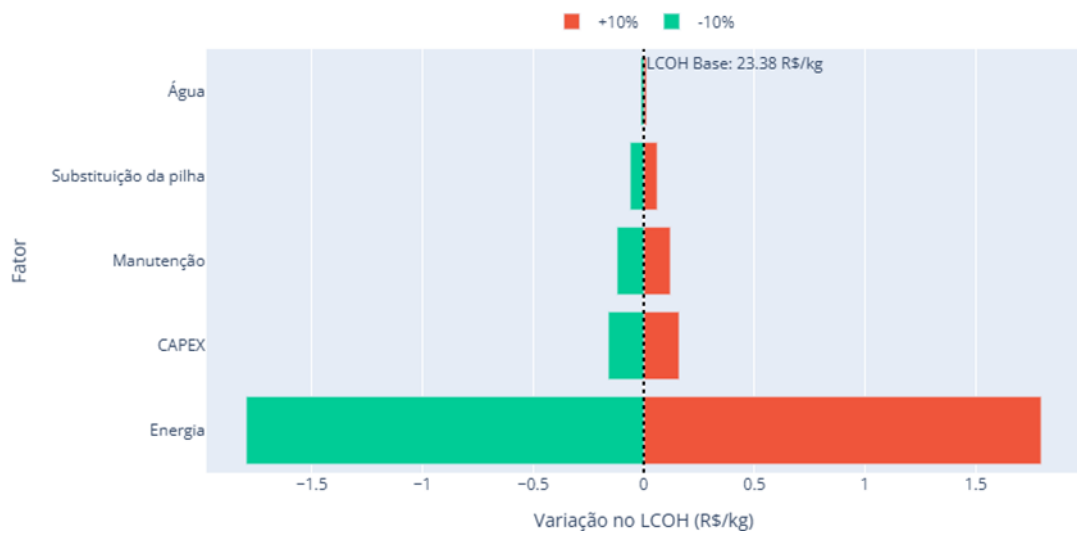
Fonte: Autoria própria.

Figura 58 – VPL e TIR para o Cenário 4



Fonte: Autoria própria.

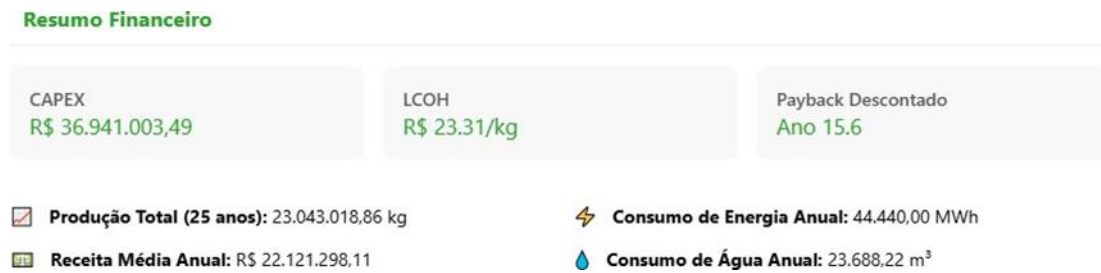
Figura 59 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 4



Fonte: Autoria própria.

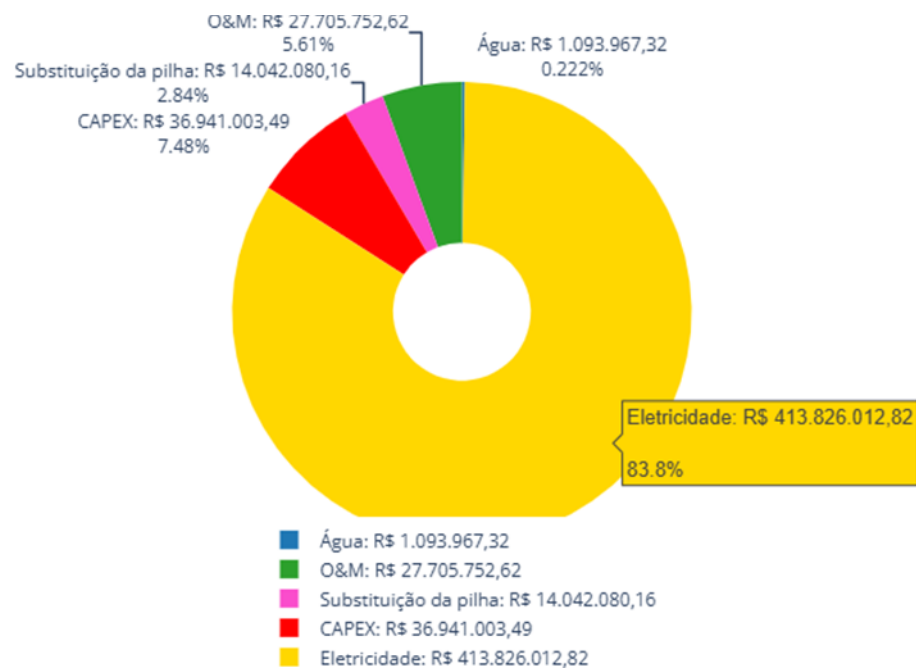
B3. Cenário 6

Figura 60 – Resumo financeiro para o Cenário 6



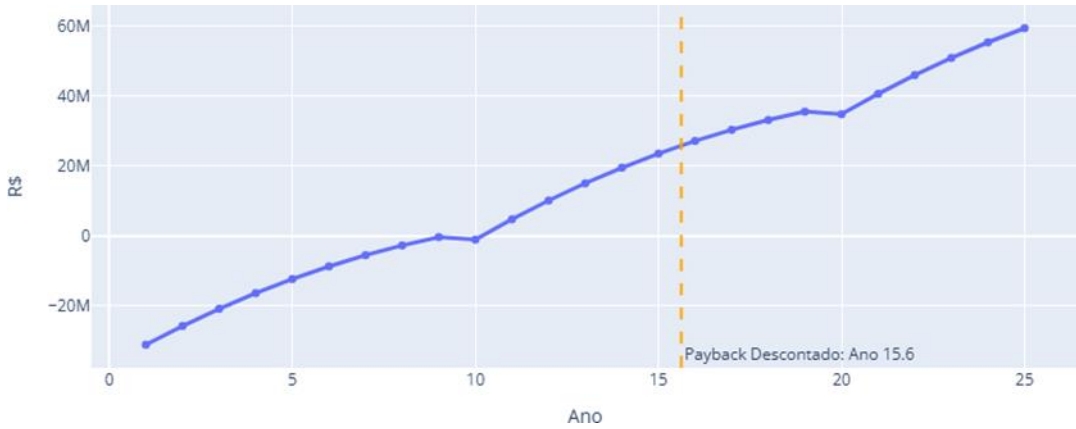
Fonte: Autoria própria.

Figura 61 – Composição de custos para o Cenário 6



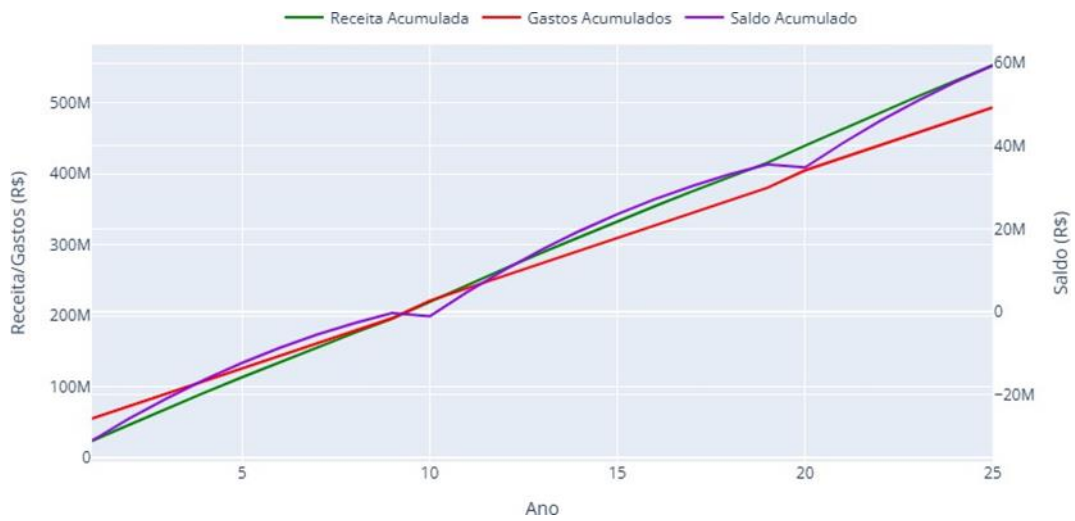
Fonte: Autoria própria.

Figura 62 – Payback descontado para o Cenário 6



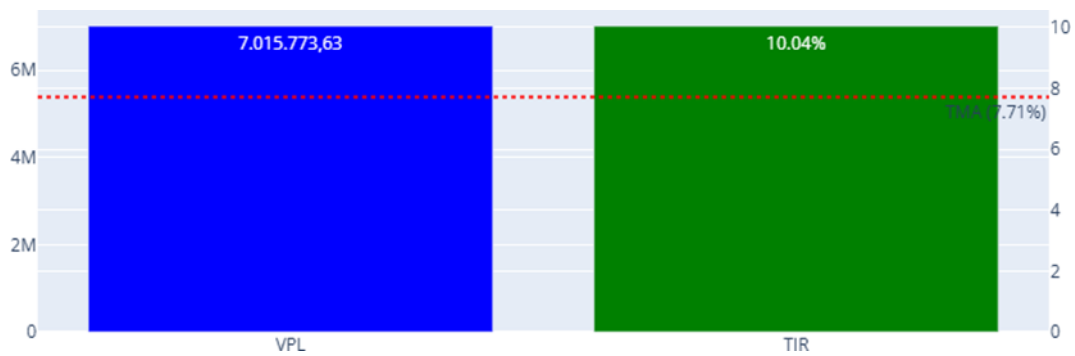
Fonte: Autoria própria.

Figura 63 – Análise financeira combinada para o Cenário 6



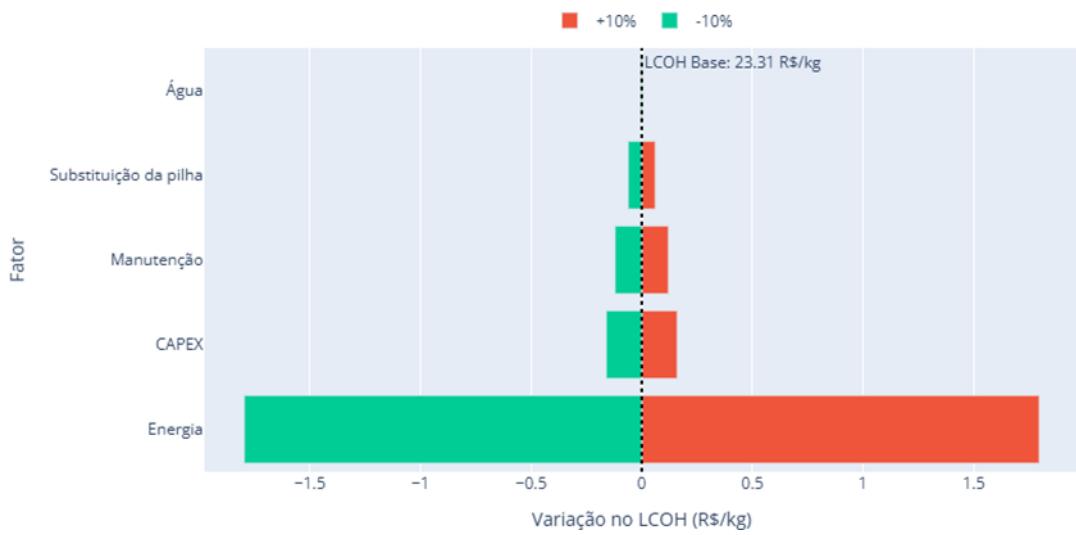
Fonte: Autoria própria.

Figura 64 – VPL e TIR para o Cenário 6



Fonte: Autoria própria.

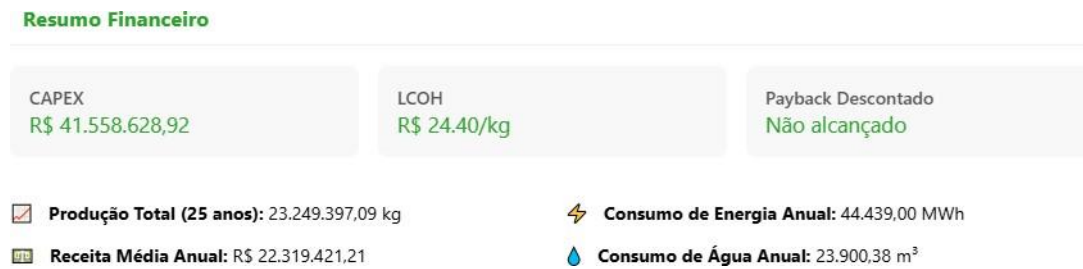
Figura 65 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 6



Fonte: Autoria própria.

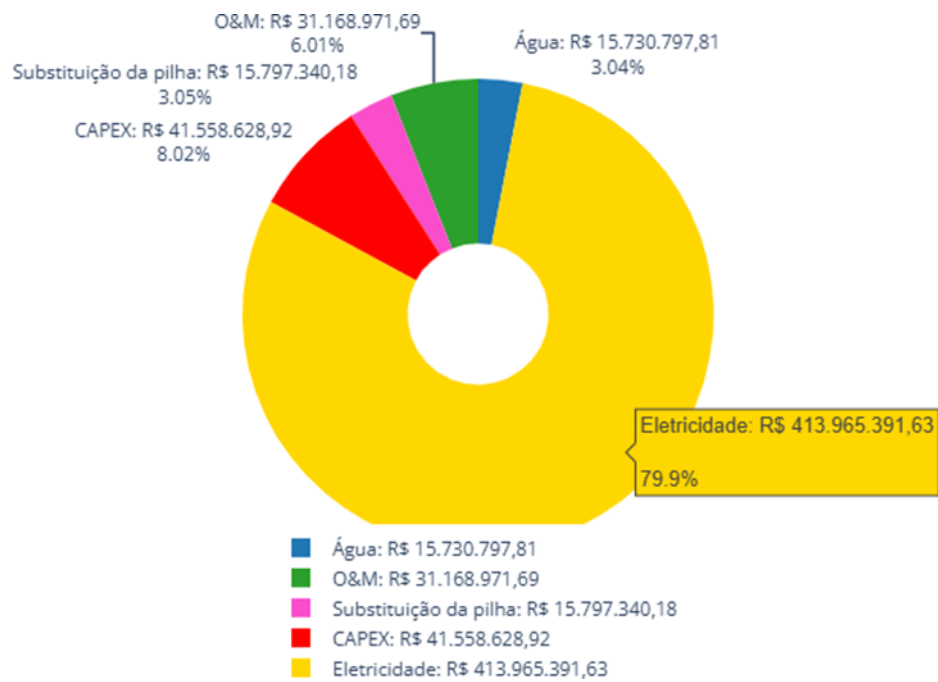
B4. Cenário 8

Figura 66 – Resumo financeiro para o Cenário 8



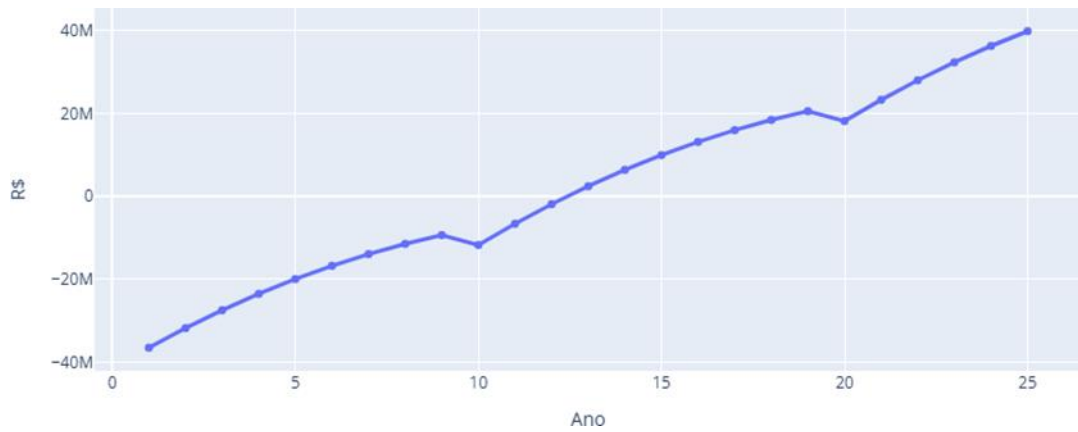
Fonte: Autoria própria.

Figura 67 – Composição de custos para o Cenário 8



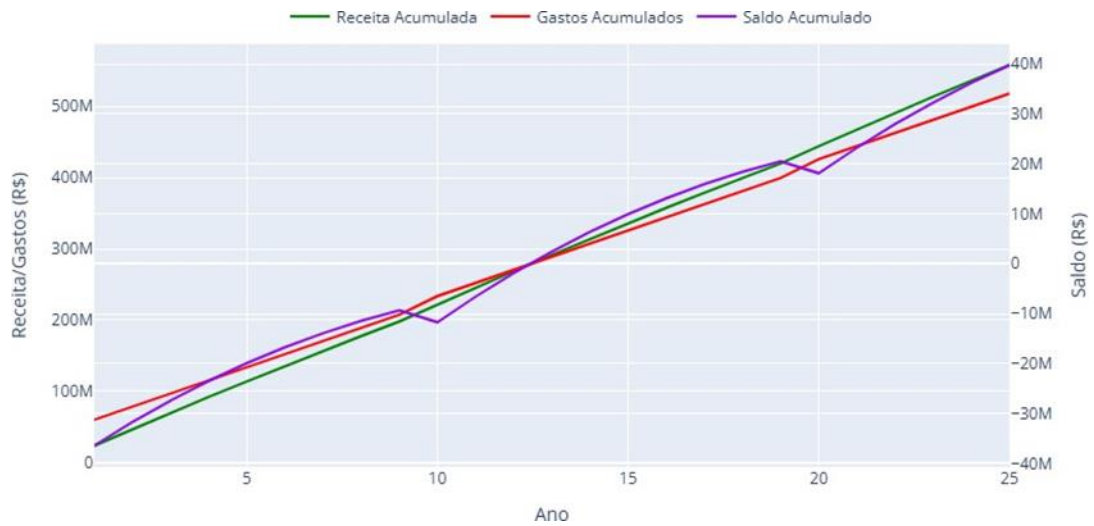
Fonte: Autoria própria.

Figura 68 – Payback descontado para o Cenário 8



Fonte: Autoria própria.

Figura 69 – Análise financeira combinada para o Cenário 8



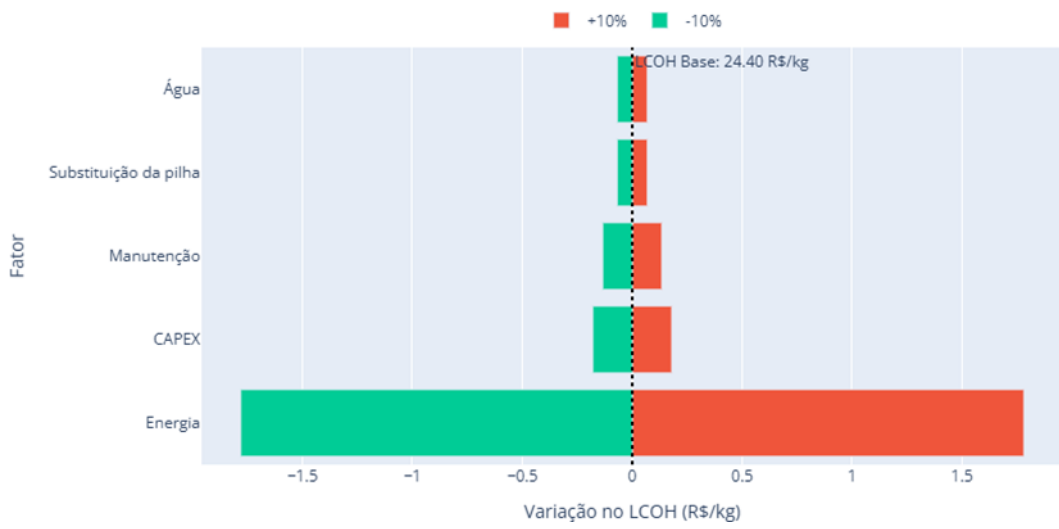
Fonte: Autoria própria.

Figura 70 – VPL e TIR para o Cenário 8



Fonte: Autoria própria.

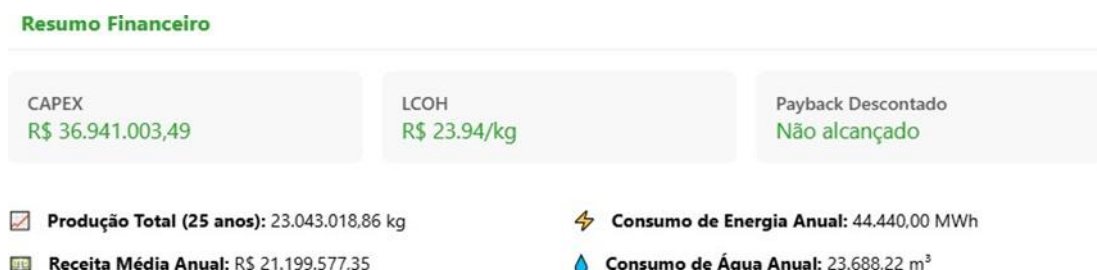
Figura 71 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 8



Fonte: Autoria própria.

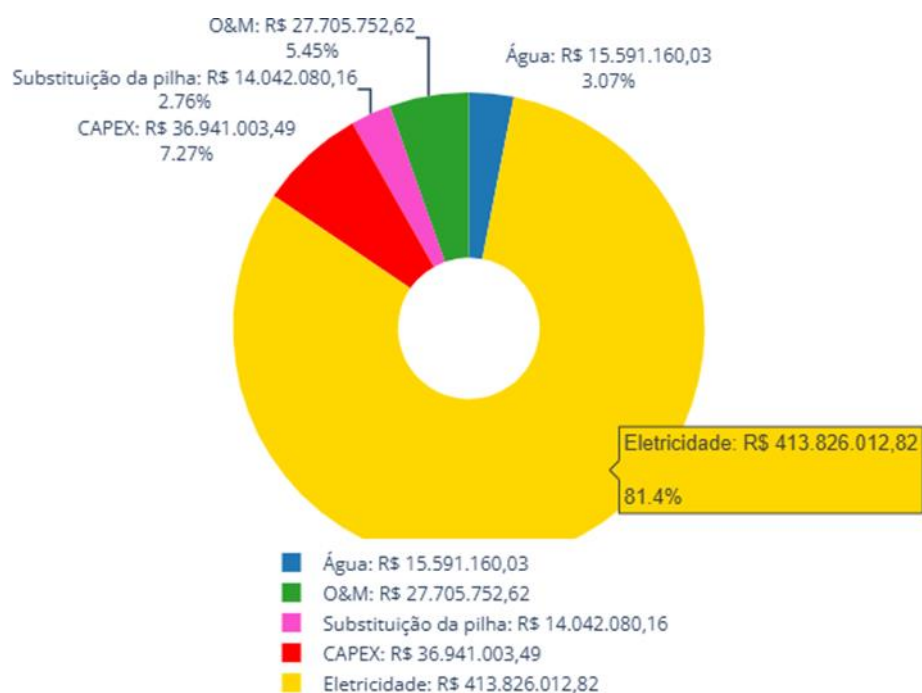
B5. Cenário 9

Figura 72 – Resumo financeiro para o Cenário 9



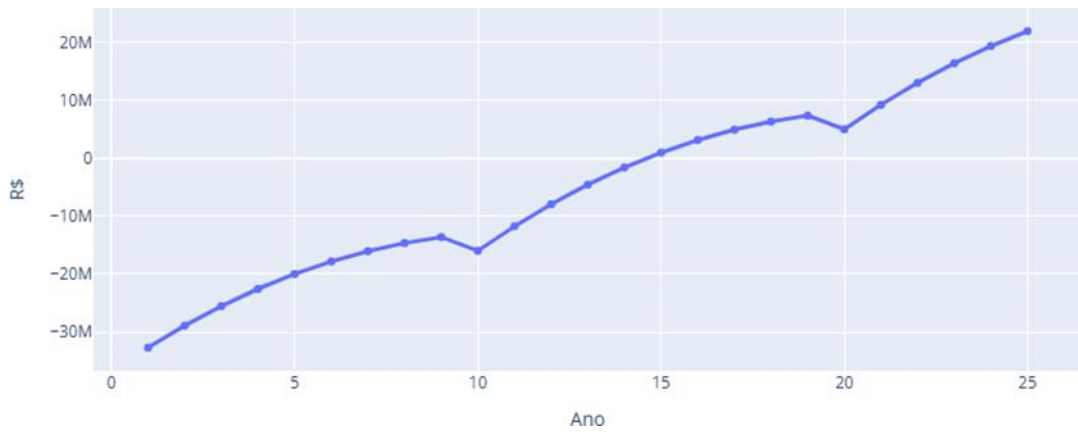
Fonte: Autoria própria.

Figura 73 – Composição de custos para o Cenário 9



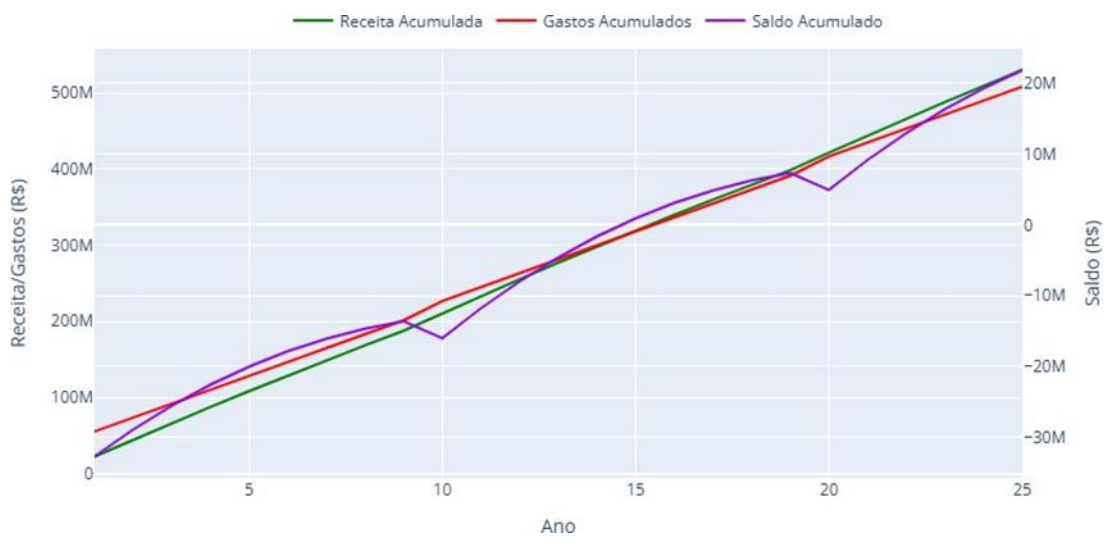
Fonte: Autoria própria.

Figura 74 – Payback descontado para o Cenário 9



Fonte: Autoria própria.

Figura 75 – Análise financeira combinada para o Cenário 9



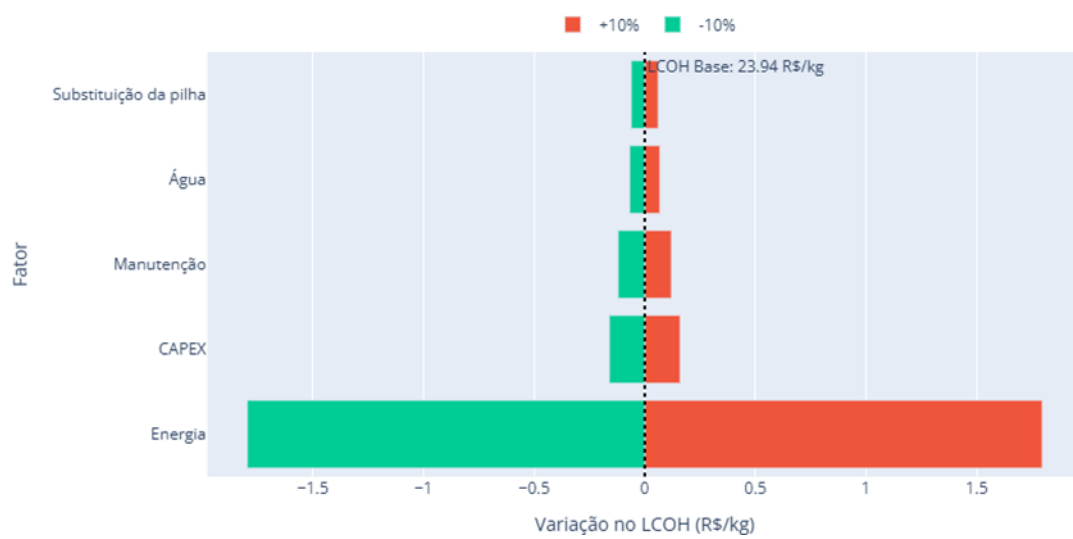
Fonte: Autoria própria.

Figura 76 – VPL e TIR para o Cenário 9



Fonte: Autoria própria.

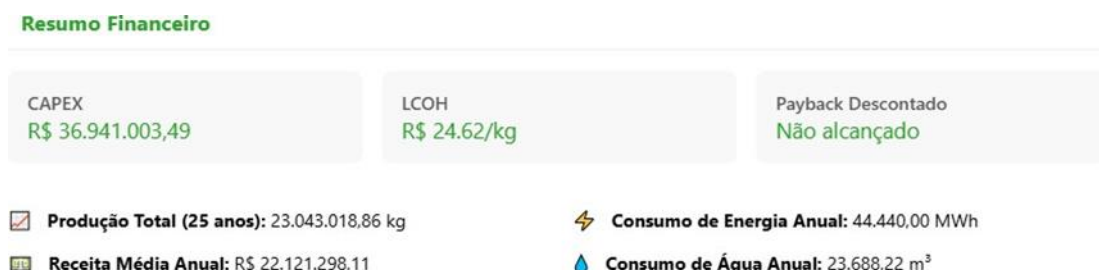
Figura 77 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 9



Fonte: Autoria própria.

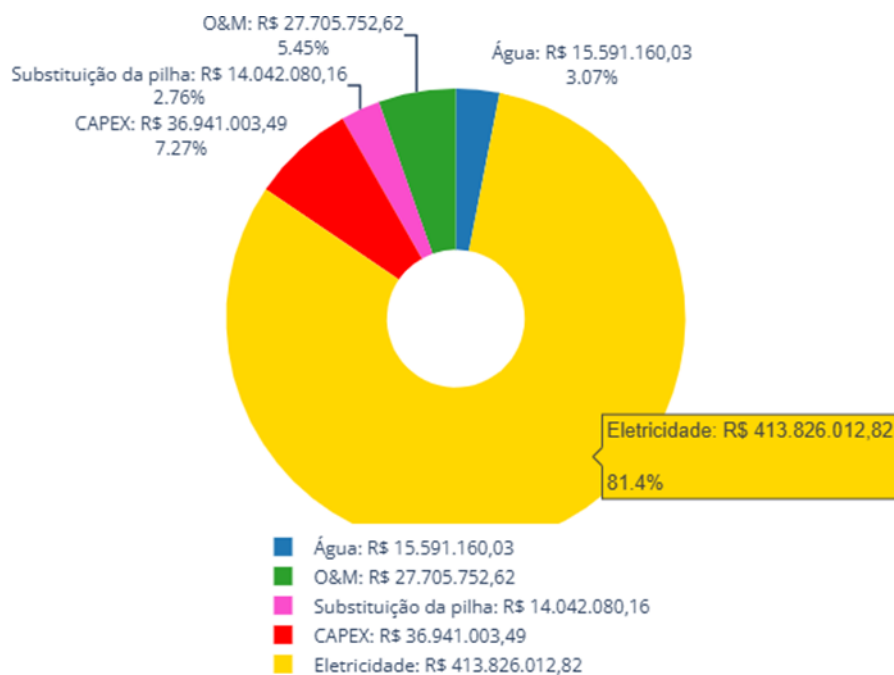
B6. Cenário 10

Figura 78 – Resumo financeiro para o Cenário 10



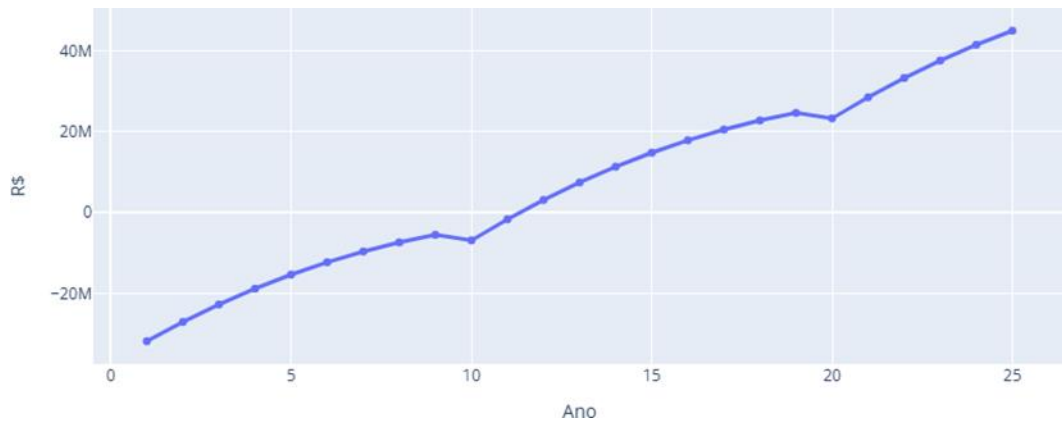
Fonte: Autoria própria.

Figura 79 – Composição de custos para o Cenário 10



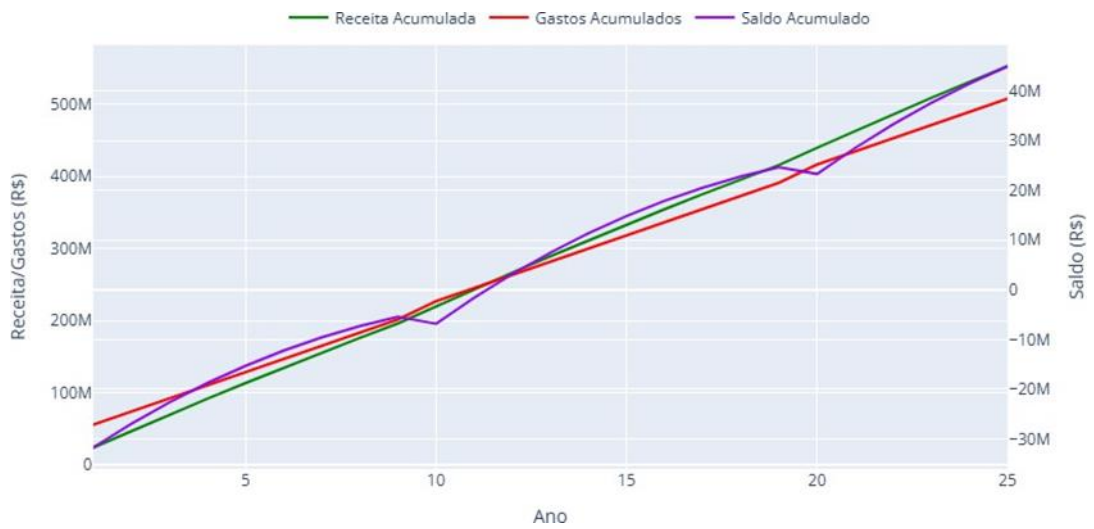
Fonte: Autoria própria.

Figura 80 – Payback descontado para o Cenário 10



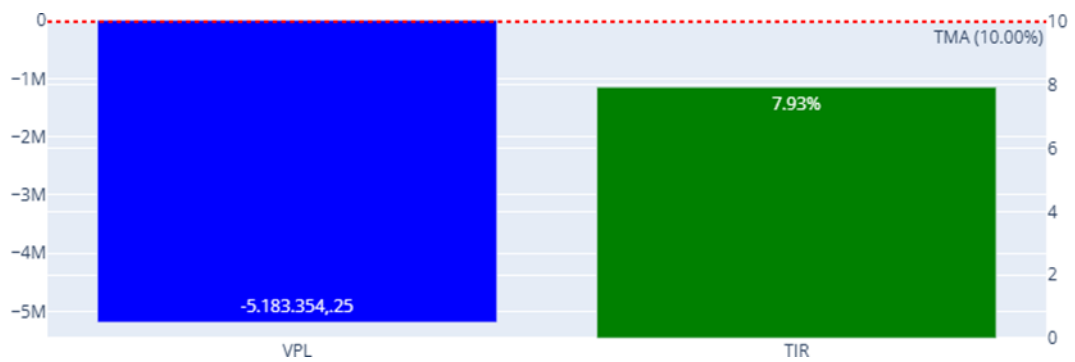
Fonte: Autoria própria.

Figura 81 – Análise financeira combinada para o Cenário 10



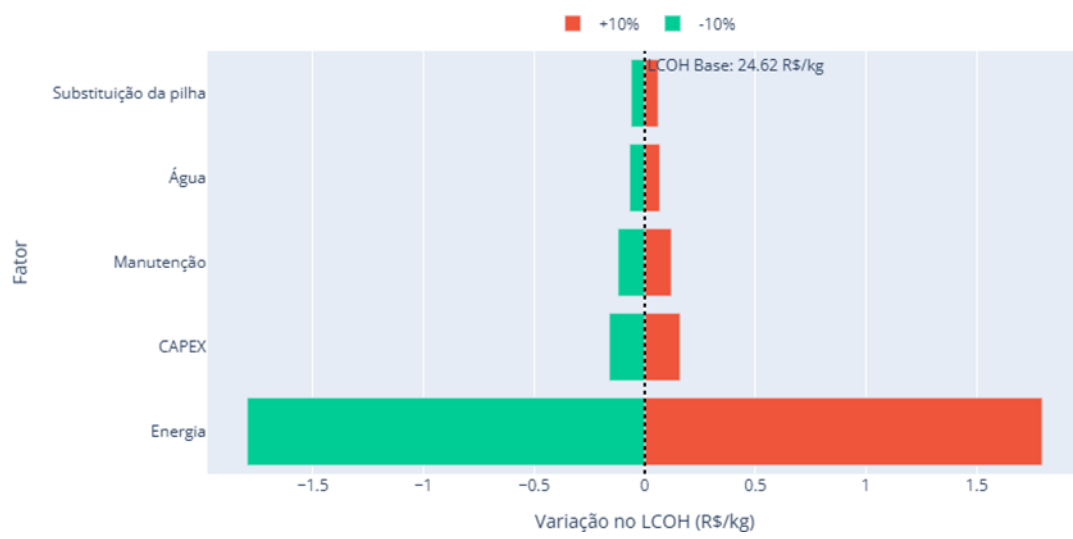
Fonte: Autoria própria.

Figura 82 – VPL e TIR para o Cenário 10



Fonte: Autoria própria.

Figura 83 – Análise de sensibilidade do LCOH para o Cenário 10



Fonte: Autoria própria.