



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E AMBIENTE
MESTRADO PROFISSIONAL EM ENERGIA E AMBIENTE

ITAYARA AROUCHA CIDREIRA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE NO MARANHÃO**

TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF GREEN HYDROGEN PRODUCTION IN
MARANHÃO

SÃO LUÍS – MA

2025

ITAYARA AROUCHA CIDREIRA

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE NO MARANHÃO

TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF GREEN HYDROGEN PRODUCTION IN
MARANHÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão – UFMA para obtenção do título de Mestra em Energia e Ambiente.

Dissertation presented to the Postgraduate Program in Energy and Environment of the Federal University of Maranhão – UFMA to obtain the title of Master in Energy and Environment.

Orientador: Prof. Dr. Ulisses Magalhães Nascimento

Coorientadora: Prof^ª. Dr^ª. Nahieh Toscano Miranda

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À
VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO
DEFENDIDA PELA ALUNA ITAYARA
AROUCHA CIDREIRA, E ORIENTADA
PELO PROF. DR. ULISSES
MAGALHÃES NASCIMENTO E
COORIENTADA PELA PROFA. DRA.
NAHIEH TOSCANO MIRANDA

SÃO LUÍS – MA

2025

Cidreira, Itayara Aroucha.

Viabilidade Técnico-econômica da produção de hidrogênio verde no Maranhão / Itayara Aroucha Cidreira. - 2025.

126 f.

Coorientador(a) 1: Nahieh Toscano Miranda.

Orientador(a): Ulisses Magalhães Nascimento Nascimento.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Energia e Ambiente/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2025.

1. Hidrogênio Verde. 2. Eletrólise. 3. Análise Técnico-econômica. 4. Zpe. I. Miranda, Nahieh Toscano. II. Nascimento, Ulisses Magalhães Nascimento. III. Título.

ITAYARA AROUCHA CIDREIRA

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE NO MARANHÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão – UFMA para obtenção do título de Mestra em Energia e Ambiente

BANCA EXAMINADORA

PROF. DR. ULISSES MAGALHÃES NASCIMENTO
UFMA/CCET/DEPARTAMENTO DE TECNOLOGIA QUÍMICA
ORIENTADOR

PROFA. DRA. NAHIEH TOSCANO MIRANDA
UFMA/CCET/DEPARTAMENTO DE TECNOLOGIA QUÍMICA
COORIENTADORA

PROF. DR. JAIVER EFREN JAIMES FIGUEROA
UFMA/CCET/DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

PROF. DR. VALTER NUNES TRINDADE JUNIOR
UFMA/CCET/DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

DEDICATÓRIA

Ao meu amado avô, Osmar Aroucha (*in memoriam*). Sua memória é uma eterna fonte de inspiração. Por toda sua vida, você foi um exemplo inesquecível de caráter, compaixão e sabedoria. Cada conselho, cada palavra de incentivo, cada momento em que você torceu por mim e me impulsionou a batalhar pelos meus objetivos, a crescer profissionalmente e, acima de tudo, como ser humano, está gravado em meu coração. Sua forma amorosa e solidária de agir sempre me guiou. Esta conquista é, em grande parte, fruto dos valores que você me ensinou e do amor que sempre me dedicou. Sua presença, mesmo que apenas em espírito, continua me fortalecendo.

AGRADECIMENTOS

A Deus, fonte inesgotável de força e sabedoria, por sustentar meus passos e iluminar meus caminhos.

Aos meus pais, Ilma da Conceição Aroucha e Luis Tadeu Mendonça Cidreira, em especial à minha mãe, pelo cuidado constante, pelo afeto incondicional e pelo incentivo diário para que eu jamais desistisse dos meus sonhos.

Ao meu esposo, Renato David Brito, meu companheiro de vida, pelo apoio inabalável, pela presença constante, pela paciência, zelo e amor, fundamentais para que esta conquista se tornasse possível. Saiba que a caminhada ao seu lado é menos árdua e muito mais feliz e significativa, repleta de momentos de aprendizado e alegria, e infinitamente mais leve e inspiradora.

À minha família, irmãos, tios, tias, sobrinhos e primos, que sempre estiveram presentes. A presença de vocês torna a vida mais leve e divertida. Saibam que o companheirismo e o carinho da nossa família foram essenciais para me impulsionar a seguir em frente, mesmo nos momentos mais desafiadores desta jornada. O amor que compartilhamos é o meu maior combustível.

Aos meus orientadores, professor Ulisses Nascimento e professora Nahieh Miranda, pela dedicação, orientação atenta e ensinamentos que foram fundamentais durante toda a elaboração deste trabalho.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para que esta etapa fosse concluída, meus sinceros agradecimentos.

“O correr da vida embrulha tudo. A vida é assim,
esquenta e esfria, aperta e depois afrouxa e
depois desinquieta. O que ela quer da gente é
coragem.”

(Guimarães Rosa)

RESUMO

A forte dependência global dos combustíveis fósseis tem agravado as mudanças climáticas, a poluição atmosférica e a degradação ambiental. Nesse cenário, o hidrogênio verde (H_2V) surge como alternativa estratégica na transição energética, por ser produzido via eletrólise da água com fontes renováveis e sem emissão de gases de efeito estufa (GEE). O Maranhão destaca-se por seu potencial renovável, localização estratégica e demanda industrial, favorecendo o desenvolvimento da cadeia produtiva do H_2V . Estudos técnico-econômicos são essenciais para subsidiar políticas públicas, orientar o planejamento energético e atrair investimentos, ao estimar custos, riscos e apoiar a escolha tecnológica mais adequada ao contexto local. Este trabalho avaliou a viabilidade técnico-econômica da produção de H_2V em uma planta de 5 MW, com capacidade de 714.528 kg/ano, localizada na Zona de Processamento de Exportação (ZPE) de Bacabeira, Maranhão. Foram analisados três cenários de suprimento energético renovável: aquisição de energia hidrelétrica (cenário A) e eólica (cenário B) no ambiente de contratação livre (ACL), e autogeração fotovoltaica (cenário C). Para essa avaliação, foram empregados dados de investimento (*Capital Expenditure* – CAPEX – Custos de Capital) e operação (*Operational Expenditure* – OPEX – Custos Operacionais), com projeções de fluxo de caixa descontado e indicadores como valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), tempo de *payback* (TPB), custo nivelado do hidrogênio (LCOH) e preço mínimo de venda (PMV). Dos 03 cenários, apenas A e B indicaram viabilidade econômica, que foram similares, no qual o primeiro apresentou um VPL de R\$ 54.344.603,99, TIR de 14,01 %, TPB de 12,77 anos, PMV de R\$ 48,49/kg (US\$ 8,36/kg) e LCOH de US\$ 18,74/kg (R\$ 108,69/kg), e o segundo cenário apresentou VPL de R\$ 47.396.851,51, TIR de 13,52 %, TPB de 13,38 anos, PMV de R\$ 49,70/kg (US\$ 8,56/kg) e LCOH de US\$ 19,24/kg (R\$ 111,59/kg). Em contraste, o cenário C mostrou-se economicamente inviável nas condições analisadas, com VPL negativo de -R\$ 11.924.930,72, TIR de 9,49 % e TPB não atingido em 20 anos, apesar de registrar o menor LCOH (US\$ 16,03/kg – R\$ 92,97/kg). Com isso, identificou-se que o Maranhão possui potencial competitivo para a produção de H_2V , principalmente com base em fontes hidrelétricas e eólicas. A viabilidade da rota fotovoltaica, por sua vez, depende de incentivos governamentais, ganhos de escala e avanços tecnológicos que reduzam CAPEX e OPEX.

Palavras-chave: hidrogênio verde; eletrólise; análise técnico-econômica; ZPE.

ABSTRACT

The heavy global dependence on fossil fuels has exacerbated climate change, air pollution, and environmental degradation. In this scenario, green hydrogen (GH) emerges as a strategic alternative in the energy transition, as it is produced via water electrolysis using renewable sources and without greenhouse gas emissions. Maranhão stands out for its renewable potential, strategic location, and industrial demand, favoring the development of the H₂V production chain. Technical and economic studies are essential to inform public policies, guide energy planning, and attract investment by estimating costs and risks and supporting the most appropriate technological choice for the local context. This work assessed the technical and economic feasibility of GH production in a 5 MW plant, with an annual capacity of 714,528 kg, located in the Export Processing Zone (ZPE) of Bacabeira, Maranhão. Three renewable energy supply scenarios were analyzed: hydropower acquisition (scenario A) and wind power acquisition (scenario B) from the free contracting environment (FCE), and photovoltaic self-generation (scenario C). For this evaluation, the investment (CAPEX) and operational (OPEX) data were employed, with discounted cash flow projections and economic indicators such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR), discounted payback period (DPBP), levelized cost of hydrogen (LCOH), and minimum selling price (MSP). From the 03 scenarios, only A and B indicated economic viability, which were similar, in which the first presented a NPV of R\$ 54,344,603.99, an IRR of 14.01 %, a DPBP of 12.77 years, a MSP of R\$ 48.49/kg (US\$ 8.36/kg), and a LCOH of US\$ 18.74/kg (R\$ 108.69/kg), and the second scenario presented a NPV of R\$ 47,396,851.51, an IRR of 13.52 %, a DPBP of 13.38 years, a MSP of R\$ 49.70/kg (US\$ 8.56/kg), and a LCOH of US\$ 19.24/kg (R\$ 111.59/kg). In contrast, scenario C proved economically unfeasible under the analyzed conditions, showing a negative NPV of -R\$ 11,924,930.72, an IRR of 9.49 %, and a DPBP did not reach within 20 years, despite recording the lowest LCOH (US\$ 16.03/kg – R\$ 92.97/kg). With this, it is identified that Maranhão possesses competitive potential for GH production, especially based on hydropower and wind sources. The viability of the photovoltaic route, however, depends on government incentives, significant gains in scale, and technological advancements that reduce both CAPEX and OPEX.

Keywords: green hydrogen; electrolysis; techno-economic analysis; ZPE.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz Energética Mundial 2021	26
Figura 2 – Matriz Elétrica Mundial 2021	26
Figura 3 – Matriz Energética Brasileira 2022	27
Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira	27
Figura 5 – Irradiação normal direta no Maranhão	31
Figura 6 – Estrutura de gestão <i>CertifHy</i> e suas funções	39
Figura 7 – Rotas de produção e classificação do hidrogênio	41
Figura 8 – Processos de obtenção de hidrogênio através da biomassa.....	44
Figura 9 – Carregadores de Hidrogênio (LOHCs)	52
Figura 10 – Metodologia da pesquisa.....	58
Figura 11 – Critérios técnicos e operacionais para tomada de decisão	60
Figura 12 – Local de implementação da planta de produção de hidrogênio	61
Figura 13 – Escopo geral da planta de Hidrogênio Verde.....	62
Figura 14 – Módulo de eletrólise PEM	64
Figura 15 – Cenários para fornecimento de energia.....	68
Figura 16 – Etapas de cálculo da TUSD	72
Figura 17 – Sensibilidade do Imposto sobre a Renda	94
Figura 18 – Sensibilidade do IR sobre a TIR	95
Figura 19 – Sensibilidade Geral	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geração elétrica em 2021 e 2022 (GWh)	28
Tabela 2 – Produção anual de energia no Maranhão	30
Tabela 3 – Propriedades e característica do gás hidrogênio e comparação com outros combustíveis.....	34
Tabela 4 – Classificação do Hidrogênio.....	36
Tabela 5 – Custo do Hidrogênio por rota de produção	37
Tabela 6 – Demanda de Hidrogênio global em 2023	37
Tabela 7 – Custos e perspectivas das tecnologias de produção de Hidrogênio.....	46
Tabela 8 – Tecnologias de eletrólise	48
Tabela 9 – Vantagens e desvantagens de cada tipo de eletrólise.....	49
Tabela 10 – CAPEX e OPEX – sistema de eletrólise	66
Tabela 11 – Dados eletrolisador Hylzer 1000-30	67
Tabela 12 – Balanço de massa, energia e hidrogênio.....	67
Tabela 13 – Tarifas de água CAEMA	68
Tabela 14 – Preço médio do leilão de energia.....	69
Tabela 15 – Custo com energia hidrelétrica e eólica no ACL.....	69
Tabela 16 – Dados painéis fotovoltaicos	70
Tabela 17 – Tarifas TUSD* Equatorial	71
Tabela 18 – Gastos com TUSD	72
Tabela 19 – Custos de capital (CAPEX)	74
Tabela 20 – Custos de operação (OPEX)	75
Tabela 21 – Custo com salários diretos	76
Tabela 22 – Parâmetros para estudo de viabilidade econômica	76
Tabela 23 – Custo com água e energia	79
Tabela 24 – CAPEX e OPEX para os três cenários	79
Tabela 25 – Custo nivelado do Hidrogênio (LCOH)	80
Tabela 26 – LCOH de diversos trabalhos.....	82
Tabela 27 – Fluxo de caixa do Cenário A	84
Tabela 28 – Análise econômica do Cenário A	84
Tabela 29 – Fluxo de caixa cenário B	85
Tabela 30 – Análise econômica do Cenário B	85
Tabela 31 – Fluxo de caixa do Cenário C	87

Tabela 32 – Análise econômica do Cenário C	87
Tabela 33 – Análise econômica para 25 anos cenário C	89
Tabela 34 – Comparação econômica dos Cenários A, B e C	90
Tabela 35 – Viabilidade econômica de diversas plantas químicas.....	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A3	Unidades conectadas em tensão de 69 kV (alta tensão)
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AEL	<i>Alkaline Electrolyzer/Electrolysis</i> (Eletrolisador/Eletrólise Alcalino(a))
AIB	<i>Association of Issuing Bodies</i> (Associação de Entidades Emissoras)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APE	Autoprodução de Energia
BEN	Balanço Energético Nacional
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
CAEMA	Companhia de Saneamento Ambiental do Maranhão
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de Capital)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCUS	<i>(Carbon Capture, Utilization, and Storage)</i> Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono
CELA	<i>Clean Energy Latin America</i>
CEM	<i>Clean Energy Ministerial</i> (Ministerial de Energia Limpa)
CEN-EN	Comitê Europeu de Normalização – Normas Europeias
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CNTP	Condições Normais de Temperatura e Pressão
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COP	Conferência das Partes
DIBAC	Distrito Industrial de Bacabeira
DOE	<i>Department of Energy</i> (Departamento de Energia)
DPBP	<i>Discounted Payback Period</i> (Período De Retorno Descontado)
EECS	Sistema Europeu de Certificação Energética
EFC	Estrada de Ferro Carajás
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América

FCE	<i>Free Contracting Environment</i> (Ambiente de Contratação Livre)
FIEMA	Federação das Indústrias do Estado do Maranhão
FP	Posto tarifário fora de ponta (períodos do dia em que o consumo de energia elétrica é menor, geralmente fora do horário de pico)
FTL	Ferrovias Transnordestina Logística
GEE	Gases de Efeito Estufa
GH	<i>Green Hydrogen</i> (Hidrogênio Verde)
GHG	<i>Greenhouse Gas</i> (Gases de efeito estufa)
GNL	Gás Natural Liquefeito
GO	<i>Guarantee of Origin</i> (Certificado de Garantia de Origem do Hidrogênio)
GSG	Grupo de Esquema de Gás
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
II	Imposto de Importação
INPC	Índice Nacional de Preços ao Consumidor (famílias com renda de 1 a 5 salários mínimos)
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos)
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IPHE	<i>International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy</i> (Parceria Internacional para Hidrogênio e Células a Combustível na Economia)
I-REC	<i>International Renewable Energy Certificates</i> (Certificados Internacionais de Energia Renovável)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia Renovável)
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
IRR	<i>Internal Rate of Return</i> (Taxa Interna De Retorno)
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> (Organização Internacional de Normalização)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i> (Custo Nivelado do Hidrogênio)

LOHCs	<i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i> (Transportador de Hidrogênio Orgânico Líquido)
MA	Estado do Maranhão
MI	<i>Mission Innovation</i> (Missão Inovação do CEM)
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MSP	<i>Minimum Selling Price</i> (Preço Mínimo de Venda)
NPV	<i>Net Present Value</i> (Valor Presente Líquido)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energias Renováveis)
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas Operacionais)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Posto tarifário ponta (período de três horas consecutivas, definido pela distribuidora de energia, durante o qual a tarifa de energia elétrica é mais elevada devido ao maior consumo na rede)
PI	Piauí
PIS	Programa de Integração Social
POX	Oxidação parcial
PEM	<i>Proton Exchange Membrane Electrolysis</i> (Eletrólise por membrana de troca de prótons)
PEMEL	<i>Proton Exchange Membrane Electrolyser</i> (Eletrolisador de membrana de troca de prótons)
PMV	Preço Mínimo de Venda
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (Contratos de Compra de Energia)
PV	Fotovoltaica
RED	Diretiva de Energias Renováveis
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolysis Cell</i> (Célula Eletrolítica de Óxido Sólido)
SUDAM	Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia
SUDENE	Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste

TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TO	Tocantins
TPB	Tempo de <i>Payback</i> (Retorno)
TRL	Nível de Maturidade Tecnológica (<i>Technology Readiness Level</i>)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Terawatt-hora
UFV	Usina Fotovoltaica
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
ZPE	Zona de Processamento de Exportação
WEC	<i>World Energy Council</i> (Conselho Mundial de Energia)
WGS	<i>Water-Gas Shift</i> (Reação de deslocamento água-gás)

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius
A.cm^{-2}	Ampere/centímetro ao quadrado (Densidade de Corrente)
$\text{cal.g}^{-1}.\text{^{\circ}C}^{-1}$	caloria/(grama. $^{\circ}\text{C}$) (Unidade de calor específico de uma substância)
cal/g	caloria/grama (Unidade de calor de combustão e latente de vaporização)
CH_4	Metano (gás combustível)
cm/s	centímetro/segundo (Unidade de velocidade)
CO	Monóxido de carbono (gás poluente)
CO_2	Dióxido de carbono (gás de efeito estufa)
E	Energia elétrica média diária gerada pela UFV em kWh/dia (Equação 6)
e^{-}	Elétron
EUR	Euro (€) (moeda)
FC_n	Fluxo de caixa no período n (Equação 3 e Equação 4)
FC_0	Fluxo de caixa antes de iniciar (Equação 4)
FC_1	Fluxo de caixa no ano 1 (Equação 4)
FC_2	Fluxo de caixa no ano 2 (Equação 4)
G	Irradiação em condições de teste padrão = 1 dado em kW/m^2 (Equação 6)
GBP	Libra Esterlina Britânica (£) (moeda)
g/mol	gramas/mol (Unidade de massa molar)
GW	Gigawatt (10^9 Watt)
H_2	Hidrogênio molecular (gás)
H_2O	Água (molécula composta por hidrogênio e oxigênio)
H_t	Quantidade de hidrogênio produzido no ano t em kg (Equação 5)
H_{tot}	Irradiação solar incidente no plano dos módulos em $\text{kWh/m}^2.\text{dia}$ (Equação 6)
H_2V	Hidrogênio verde
kg	Quilograma
kg/L	Quilograma/Litro (Medida da quantidade de massa de CO_2 é emitida durante a combustão – cada litro de combustível)
kg/m^3	Quilograma/mol (Unidade de densidade/massa específica)
km^2	Quilometro quadrado (Unidade de área)
kt	Quilotonelada (10^3 toneladas)
kW	Quilowatt (10^3 Watt)

kWh/kg	Quilowatt-hora por quilograma (relação entre a energia consumida e a massa de uma substância ou material)
kWh/Nm ³	Quilowatt-hora por metro cúbico normalizado (quantificar o conteúdo energético do gás natural ou outros gases)
kWp	Quilowatt-pico (unidade de medida de potência máxima de saída de um sistema fotovoltaico – painéis solares)
L	Litro (Unidade de volume)
LH ₂	Hidrogênio líquido (forma criogênica de armazenamento de H ₂)
m ²	Metro quadrado (Unidade de área)
mg/L	miligrama/Litro (Unidade de concentração, solubilidade)
MJ	Mega Joule (10 ⁶ Joule)
m/m	Relação massa/massa (para porcentagem mássica)
Mt	Megatonelada (10 ⁶ toneladas)
MWp	Megawatt-pico (unidade de medida de potência máxima de saída de um sistema fotovoltaico – painéis solares)
n	Período n (em anos) (Equação 3 e Equação 4) / Vida útil do projeto em anos (Equação 5)
N	Valor finito do número máximo de anos na equação de fluxo de caixa (Equação 3)
Ni	Elemento Níquel
NiO	Óxido de Níquel
N_{mp}	Número de equipamentos envolvidos em todo o processo
N_{ol}	Número de operadores
O ₂	Oxigênio molecular (gás)
OH ⁻	Íon hidróxido
p	Número de etapas envolvendo o manuseio de sólido particulados e é igual a zero para a planta estudada
PR	<i>Performance Ratio</i> (Taxa de desempenho) da UFV padrão (Equação 6)
Pt	Elemento Platina
P_{UFV}	Potência de usina fotovoltaica instalada total em kWp (Equação 6)
R\$	Real brasileiro (moeda nacional)
t	Taxa de desconto (taxa de juros) (Equação 3 e Equação 4) / tempo (Equação 5)

Ti	Elemento Titânio
US\$ / USD	Dólar americano (moeda)
W/m°C	Watt/(metro.°C) (Unidade de condutividade térmica)
Wt	Capacidade de armazenamento (Watt ou Watt térmico, dependendo do contexto)
YSZ	Zircônia Estabilizada com Ítria – material cerâmico que combina zircônia (ZrO ₂) com óxido de ítrio (Y ₂ O ₃)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
2	OBJETIVOS	24
2.1	OBJETIVO GERAL.....	24
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
3	REFERENCIAL TEÓRICO	25
3.1	MATRIZ ENERGÉTICA E ELÉTRICA E QUESTÕES AMBIENTAIS	25
3.2	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	28
3.3	PANORAMA DA MATRIZ ENERGÉTICA DO MARANHÃO E SEU POTENCIAL DE FONTES RENOVÁVEIS	30
3.4	HISTÓRICO E CARACTERÍSTICAS DO HIDROGÊNIO	32
3.5	NORMAS, REGULAMENTAÇÕES E CERTIFICAÇÕES DO HIDROGÊNIO.....	38
3.7	ELETRÓLISE	47
3.8	ARMAZENAMENTO.....	50
3.9	APLICAÇÕES DO HIDROGÊNIO	54
3.10	VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA	55
3.11	CUSTO NIVELADO DO HIDROGÊNIO (LCOH).....	56
4	METODOLOGIA.....	57
4.1	LOCAL DE INSTALAÇÃO	61
4.2	PLANTA DE HIDROGÊNIO VERDE	62
4.3	BALANÇO DE MASSA E ENERGIA	67
4.4	INSUMOS – ÁGUA E ENERGIA.....	67
4.5	ANÁLISE ECONÔMICA.....	73
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	77
5.1	ANÁLISE ECONÔMICA.....	83
5.1.1	ANÁLISE ECONÔMICA DO CENÁRIO A.....	83
5.1.2	ANÁLISE ECONÔMICA DO CENÁRIO B	85
5.1.3	ANÁLISE ECONÔMICA DO CENÁRIO C	86
5.1.4	COMPARAÇÃO DOS TRÊS CENÁRIOS E DA LITERATURA	89
5.2	ANÁLISES DE SENSIBILIDADE	94
5.2.1	SENSIBILIDADE DO IMPOSTO SOBRE A RENDA	94
5.2.2	SENSIBILIDADE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS A, B E C.....	96

6 CONCLUSÕES	100
7 TRABALHOS FUTUROS	101
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
ANEXOS	114
APÊNDICE A.....	115
APÊNDICE B	116
APÊNDICE C	117
APÊNDICE D.....	118
APÊNDICE E	119
APÊNDICE F	121
APÊNDICE G.....	123
APÊNDICE H.....	125

1 INTRODUÇÃO

As fontes de energia desempenham um papel crucial no desenvolvimento e funcionamento do mundo moderno, sendo essenciais para a indústria, transporte, iluminação, aquecimento e diversas outras atividades sociais. A busca por alternativas energéticas mais eficientes e ambientalmente sustentáveis tem se tornado uma prioridade global, especialmente diante dos desafios ambientais e geopolíticos associados às fontes convencionais. Atualmente, a matriz energética mundial é composta predominantemente por fontes não renováveis e poluentes, como carvão mineral, petróleo e seus derivados, e gás natural (IEA – *International Energy Agency* – Agência Internacional de Energia, 2023). Apesar de amplamente utilizadas por sua densidade energética e facilidade de uso, essas fontes são as maiores responsáveis pela emissão de GEE, contribuindo significativamente para as mudanças climáticas e seus impactos.

Diante do crescimento contínuo da demanda global por energia, que apresentou aumento de 2,5 % em 2023, 4,3 % em 2024 e previsão de 3,9 % para o período de 2025 a 2027 (IEA, 2024), as fontes renováveis vêm ganhando destaque. Nesse cenário, o H₂V desponta como uma solução promissora, capaz de substituir os combustíveis fósseis e mitigar os efeitos do aquecimento global (Falcone; Hiete; Sapio, 2021). Trata-se do elemento químico mais abundante no universo, com alta densidade energética e aplicações versáteis. Seu protagonismo na transição energética está associado à capacidade de servir como vetor energético limpo, estratégico sob as perspectivas climática, social e econômica (Noussan *et al.*, 2021; Liu *et al.*, 2020).

Os processos de produção de hidrogênio são diversos, incluindo métodos eletroquímico, termoquímico, fotoquímico, radioquímico, bioquímico e híbrido (Martino *et al.*, 2021; Castro *et al.*, 2023). A classificação por cores reflete a diversidade de rotas tecnológicas e seus impactos ambientais. Dentre essas, destaca-se o hidrogênio verde, produzido por eletrólise da água, utilizando exclusivamente fontes renováveis, como solar, eólica e hidrelétrica, o que o diferencia de rotas associadas a fontes fósseis ou com emissões de carbono (EPE, 2021). Por essas características, o H₂V é considerado uma das principais alternativas para a construção de um sistema energético autossuficiente, limpo e sustentável (IEA, 2023).

As aplicações do hidrogênio são amplas e estratégicas, abrangendo desde o transporte (especialmente em veículos à célula a combustível) até a geração e o armazenamento de energia, uso em processos industriais de alto consumo térmico (como refino de petróleo, siderurgia e cerâmica), sistemas de aquecimento e cogeração, além da indústria química (produção de amônia, metanol e insumos finos). Essas múltiplas aplicações reforçam o papel

do hidrogênio como vetor energético relevante na transição para uma economia de baixo carbono, estruturando um novo paradigma baseado em segurança energética e mitigação de impactos ambientais, sobretudo em setores industriais e logísticos com alta intensidade energética (Lara; Richter, 2023).

O principal desafio para a ampliação da produção de H₂V em larga escala reside na disponibilidade de fontes renováveis dedicadas para alimentar o processo de eletrólise da água. O Brasil, no entanto, apresenta uma matriz energética privilegiada. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN, 2023), 84,8 % da produção de energia elétrica no país provém de fontes renováveis, frente a 28,1 % da média mundial. Quando consideradas apenas fontes não poluentes como hidráulica, solar e eólica, esse valor é de 78,1 %, conferindo ao país posição estratégica no cenário global. Ademais, projeções da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, 2020) indicam uma redução significativa nos custos de produção do H₂V, motivada pela maior acessibilidade a eletrolisadores e pela queda contínua nos preços da energia renovável.

Apesar do reconhecimento do potencial do H₂V, a viabilidade técnico-econômica de sua produção em diferentes contextos regionais, com distintas fontes energéticas, ainda requer investigações mais aprofundadas. A complexidade associada aos investimentos iniciais (CAPEX), aos custos operacionais (OPEX), e à sensibilidade às variáveis como preço da energia e eficiência tecnológica, tornam a tomada de decisão sobre projetos de hidrogênio um desafio significativo. A ausência de dados consolidados e de estudos de caso em regiões com elevado potencial de geração renovável, como o Nordeste brasileiro, limita o avanço de estratégias e políticas públicas mais assertivas. Levanta-se, portanto, a hipótese de que, mesmo diante de um ambiente tecnicamente promissor, nem todas as rotas de produção de H₂V são viáveis economicamente em um determinado local, dado que essa viabilidade depende diretamente da fonte energética utilizada e das condições de mercado.

Nesse sentido, a avaliação técnica e econômica de empreendimentos voltados à produção de H₂V torna-se essencial para subsidiar decisões de planejamento energético, definição de políticas públicas e atração de investimentos sustentáveis. O presente estudo tem como objetivo estimar custos, riscos e indicadores de retorno financeiro em um cenário específico localizado no Maranhão, contribuindo para a compreensão dos requisitos operacionais e para a escolha de rotas tecnológicas mais adaptadas à realidade local. Ao focar a análise na ZPE de Bacabeira, o trabalho oferece subsídios estratégicos para o desenvolvimento de um polo de H₂V no Estado, aproveitando suas vantagens logísticas e industriais. Adicionalmente, ao comparar o desempenho de diferentes fontes de suprimento energético

(hidrelétrica, eólica e fotovoltaica), a pesquisa apresenta subsídios relevantes para a estruturação e otimização de futuros projetos no país.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta dissertação é realizar uma avaliação técnico-econômica da produção de hidrogênio verde no Maranhão a partir de fontes de energias renováveis, evidenciando os benefícios esperados e verificando a viabilidade de implantação de uma planta industrial.

2.2 Objetivos Específicos

- Determinar o potencial de geração de H₂V no Maranhão;
- Descrever o funcionamento de uma planta de produção de H₂V, desde a captação da água até a produção do hidrogênio;
- Analisar o potencial de energia renovável no local para produção de H₂V;
- Estimar a quantidade de insumos necessários à produção de H₂V, com foco no consumo de água e energia elétrica, bem como os respectivos custos associados;
- Estimar CAPEX e OPEX de uma planta de H₂V;
- Analisar economicamente a partir do fluxo de caixa descontado, determinando o VPL, TIR, *Payback* Descontado (TPB) e LCOH.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Matriz energética e elétrica e questões ambientais

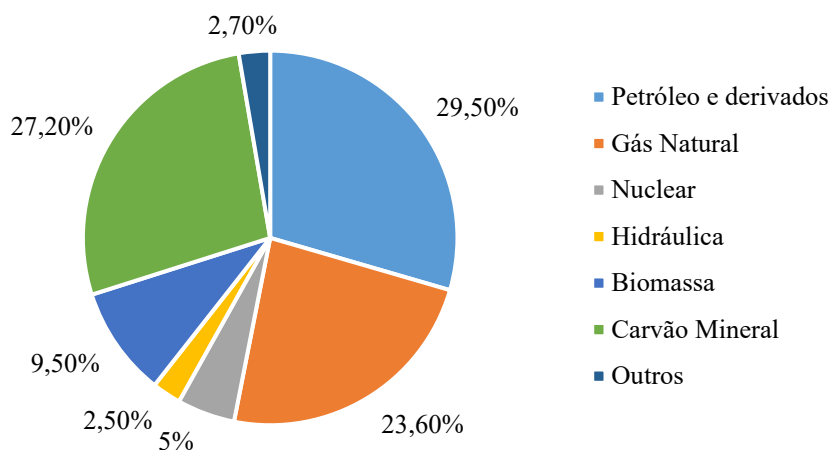
Desde a era pré-industrial o planeta vem sofrendo transformações causadas principalmente pela ação antropogênica como a industrialização, o desmatamento e a agricultura intensiva. Como resultado dessas ações, atualmente enfrenta-se um dos maiores desafios do século XXI: as mudanças climáticas, as quais representam alterações significativas nos padrões climáticos globais, envolvendo variações de temperatura, alterações nos níveis de precipitação e o aumento da frequência de eventos climáticos extremos. A principal causa está relacionada à queima de combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural que liberam grandes quantidades de GEE na atmosfera.

Há anos, líderes mundiais têm se mobilizado por meio de reuniões, movimentos e acordos para conter as mudanças climáticas. Entre os mais significativos das últimas décadas estão o Protocolo de Kyoto, firmado na COP 3 em 1997, e o Acordo de Paris, aprovado na COP 21 em 2015, ainda vigente. No Protocolo de Kyoto, 31 países e a União Europeia comprometeram-se a reduzir as emissões de GEE em uma média de 5,2 % abaixo dos níveis de 1990, durante o período de 2008 a 2012 (Silva *et al.*, 2024). Já o Acordo de Paris tem como objetivo principal limitar o aquecimento global, mantendo o aumento da temperatura média global bem abaixo de 2 °C em relação aos níveis pré-industriais. Para atingir as metas de emissão de dióxido de carbono (CO₂), é necessário promover mudanças progressivas na matriz energética global e reduzir as emissões relacionadas à energia em 60 % até 2050 (COP 26, 2021).

Diante desse cenário, a produção de H₂V surge como uma solução estratégica para a transição energética global, contribuindo diretamente para o alcance de diversos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), como o ODS 7 (energia limpa e acessível) e o ODS 13 (ação contra a mudança global do clima). Além da redução nas emissões de GEE, sua cadeia produtiva estimula a inovação tecnológica (ODS 9), a geração de emprego e renda qualificados (ODS 8) e o desenvolvimento urbano sustentável (ODS 11), especialmente em regiões com abundância de recursos renováveis, como o Brasil. Essa alternativa torna-se ainda mais relevante diante da atual composição da matriz energética mundial, que segundo a IEA (2023), o conjunto de fontes de energia é predominante de combustíveis fósseis, representando 80,3 % do total (27,2 % carvão mineral, 29,5 % de petróleo e derivados e 23,6 % de gás natural) e somente 13,6 % são fontes renováveis (Figura 1). Esses dados revelam a dependência mundial dos combustíveis fósseis apesar do grande esforço para a diminuição da emissão dos GEE. O

agravamento dos problemas ambientais e a oferta limitada desses combustíveis incentivaram as pesquisas a buscarem por fontes energéticas renováveis e ambientalmente sustentáveis (Das; Veziroglu, 2008; Zhang *et al.*, 2015).

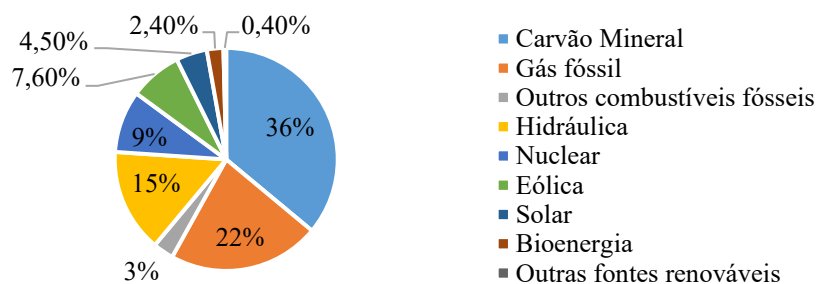
Figura 1 – Matriz Energética Mundial 2021



Fonte: Adaptado de IEA (2023)

A matriz elétrica mundial (Figura 2), que abrange as fontes utilizadas exclusivamente para geração de energia elétrica, é ainda mais poluente e menos renovável do que a matriz energética global. De acordo com o relatório da *Ember Climate* (2023), os combustíveis fósseis continuam predominando no mix global de eletricidade, sendo responsáveis por 61 % da geração em 2022. O carvão contribuiu com 36 % (10.186 TWh), o gás fóssil com 22 % (6.336 TWh) e outros combustíveis fósseis com 3 % (850 TWh). Entre as fontes limpas, a energia hidráulica permaneceu como a maior, representando 15 % da geração global (4.311 TWh), enquanto a nuclear foi a segunda maior, com 9 % (2.611 TWh). Juntas, a energia eólica e a solar alcançaram uma participação de 12 % (3.444 TWh), sendo a eólica responsável por 7,6 % (2.160 TWh) e a solar por 4,5 % (1.284 TWh), já a bioenergia gerou 2,4 % (672 TWh) e outras fontes renováveis somaram 0,4 %.

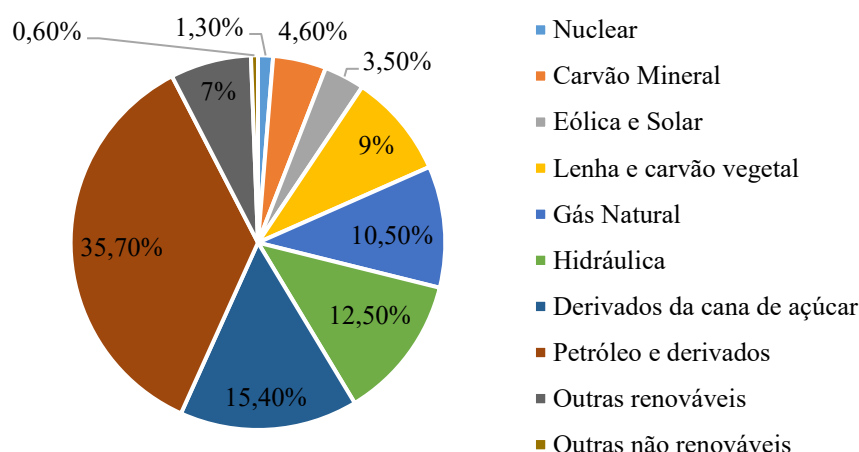
Figura 2 – Matriz Elétrica Mundial 2021



Fonte: Adaptado de *Ember Climate* (2023)

A matriz energética brasileira (Figura 3) é muito diferente da mundial. As fontes renováveis representam quase a metade da matriz brasileira (47,4 %) e os combustíveis fósseis representam 50,8 %, quase 30 % a menos do que a matriz mundial. Outro ponto de destaque são as fontes eólica e solar que representam 3,5 %. O relatório da *Ember Climate* (2023) evidencia que o Brasil é o segundo maior em crescimento de energia eólica, tendo dobrado sua produção de energia solar, estando atrás apenas da China.

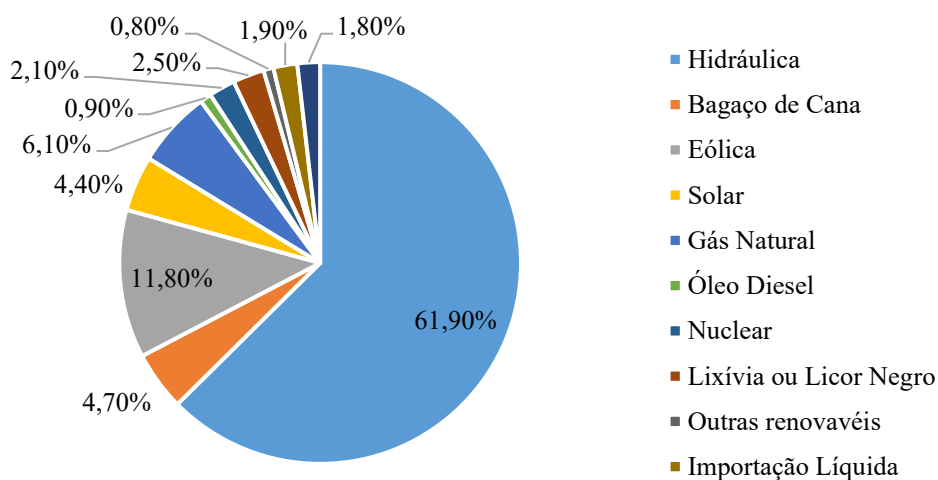
Figura 3 – Matriz Energética Brasileira 2022



Fonte: BEN (2023)

A matriz elétrica brasileira (Figura 4) apresenta-se ainda mais limpa e renovável do que a matriz energética geral. De acordo com o BEN (2023), aproximadamente 61,9 % da eletricidade no país é gerada por usinas hidrelétricas, e as fontes renováveis respondem por cerca de 90 % da matriz elétrica nacional.

Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Adaptado de BEN (2023)

Dessa forma, o Brasil apresenta vantagens significativas na transição energética, devido à elevada participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica. Essa condição favorece a inserção do H₂V como vetor estratégico para a descarbonização.

3.2. Sistema Interligado Nacional (SIN) e Geração Distribuída

O sistema elétrico brasileiro é chamado de SIN, que é uma rede que abrange 99 % do território do país e engloba diversos sistemas de geração e uma malha de transmissão de energia elétrica que movimenta a energia entre seus subsistemas, dividido em quatro subsistemas: Nordeste, Sudeste/Centro-oeste, Sul e Norte (somente uma parte). O órgão responsável por esse sistema é o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e é fiscalizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

O principal objetivo do SIN é garantir o suprimento de energia elétrica de forma segura, confiável e econômica para todo o território nacional, integrando diferentes fontes de geração e atendendo às demandas de consumo em tempo real. A diversidade de fontes de energia no SIN é um fator crucial para sua confiabilidade. A geração elétrica predominante é hidrelétrica (Tabela 1), que é complementada por termelétricas, eólica, solar e biomassa, assegurando a capacidade de atender à demanda mesmo em períodos de seca ou flutuações na geração.

Tabela 1 – Geração elétrica em 2021 e 2022 (GWh)

Fonte	2021	2022
Hidrelétrica	362.818	427.114
Gás Natural	85.957	42.110
Eólica	72.286	81.632
Biomassa	52,416	52,223
Nuclear	14,705	14,559
Carvão Vapor	17.585	7.968
Derivados do Petróleo	17.327	7.056
Solar Fotovoltaica	16.752	30.126
Outras	15.263	14.364
Geração Total	656.109	677.173

Fonte: BEN (2023)

Segundo relatório do BEN (2023), houve uma redução na geração termelétrica, diminuindo de 31,1 para 20,4 % de 2021 para 2022, e houve um aumento da capacidade instalada de 2021 para 2022 de 8,3 %, principalmente por causa expansão de fontes eólica e solar. Para micro e minigeração distribuída (MMGD), produzindo energia no seu ponto de consumo, a energia solar representou 94,3 % e a eólica, 0,2 %, em 2022, revelando o potencial brasileiro em relação a essas duas fontes. No Brasil, diversos estados são privilegiados com

relação à sua capacidade energética, devido à sua topografia, hidrografia e clima que possibilitam a utilização de várias fontes renováveis de energia, a exemplo da energia eólica (Schmidt *et al.*, 2017), com destaque para a região nordeste, que concentra quase 90 % da capacidade eólica do país (EPE, 2020).

Nesse cenário, destaca-se também o papel estratégico do Ambiente de Contratação Livre (ACL), que permite a negociação direta de energia elétrica entre geradores e consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW (ANEEL, 2017). Essa modalidade proporciona maior liberdade na escolha da fonte energética, favorecendo contratos com geração proveniente de fontes renováveis (Câmara de Compensação de Energia Elétrica – CCEE). Além disso, oferece condições comerciais mais atrativas, como preços mais competitivos e maior previsibilidade de custos. No contexto da produção de hidrogênio verde, a aquisição de energia no ACL representa uma vantagem relevante, pois permite alinhar os contratos às necessidades específicas da planta e garantir a rastreabilidade da origem limpa da energia utilizada, fator esse valorizado tanto em certificações ambientais quanto no mercado internacional (Sicari, 2018). Nesta dissertação, optou-se por essa modalidade como forma de viabilizar o suprimento energético com base em fontes renováveis, alinhando-se aos princípios de sustentabilidade do hidrogênio verde.

Nesse contexto, estudos recentes apontam que a produção de hidrogênio verde a partir de excedentes de energia eólica no Nordeste representa uma solução sustentável e eficiente para o armazenamento de energia. Essa abordagem permite agregar valor às usinas, ampliar a oferta energética ao SIN e mitigar os efeitos da intermitência da geração eólica, promovendo, assim, o aproveitamento mais racional do potencial regional (Silva *et al.*, 2024).

A expansão da energia eólica *offshore* tem despertado o interesse do setor corporativo na produção de hidrogênio verde no Brasil, sendo considerada uma estratégia para viabilizar a transição energética rumo a uma economia de baixo carbono (Vasconcelos; Paim, 2023). Mesmo na ausência de uma regulamentação específica para o setor, a Petrobras anunciou, em março de 2023, a avaliação de sete projetos de geração eólica no mar, em parceria com a empresa norueguesa Equinor, com o intuito de viabilizar futuramente a produção de hidrogênio verde a partir dessa fonte renovável (Teixeira Jr., 2023). Porém, deve-se levar em consideração também que para suportar toda essa produção futura de energia, que pode ser injetada no SIN ou convertida diretamente em hidrogênio verde para ser utilizada em outros fins (indústria), é necessário, no primeiro caso, realizar melhorias na rede de distribuição e transmissão do país. Isso requer o apoio crucial das concessionárias de energia e demais entidades envolvidas, uma

vez que problemas de fluxo de potência e sobretensões na rede já são enfrentados devido às gerações distribuídas atuais (Fussuma *et al.*, 2024).

O sistema elétrico brasileiro é considerado um dos mais eficientes e diversificados do mundo, e esse modelo se assemelha ao modelo híbrido da Alemanha com grande participação de hidrelétricas e crescente investimento em energias renováveis. As principais diferenças entre esses dois países estão na estrutura do mercado (mais concentrado no Brasil) e na participação do carvão (menor no Brasil). O Brasil apresenta ainda alguns desafios do sistema, principalmente relacionado à diversificação da matriz energética, aumento da eficiência e redução das perdas de energia.

3.3. Panorama da Matriz Energética do Maranhão e seu Potencial de Fontes Renováveis

O Estado do Maranhão (MA) está localizado a oeste da região Nordeste do país, com uma extensão territorial de 331.935,507 km², possuindo 217 municípios. Segundo o Censo Demográfico de 2022, realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), sua população era de 6.776.699 habitantes naquele ano. O Estado produz 4.100,91 MW de energia (Tabela 2). Deste valor, 1.087 MW é proveniente de usina hidrelétricas, 2.587,6 MW de termelétricas, 426 MW de eólica e 0,3 MW de solar (ANEEL, 2022).

Tabela 2 – Produção anual de energia no Maranhão

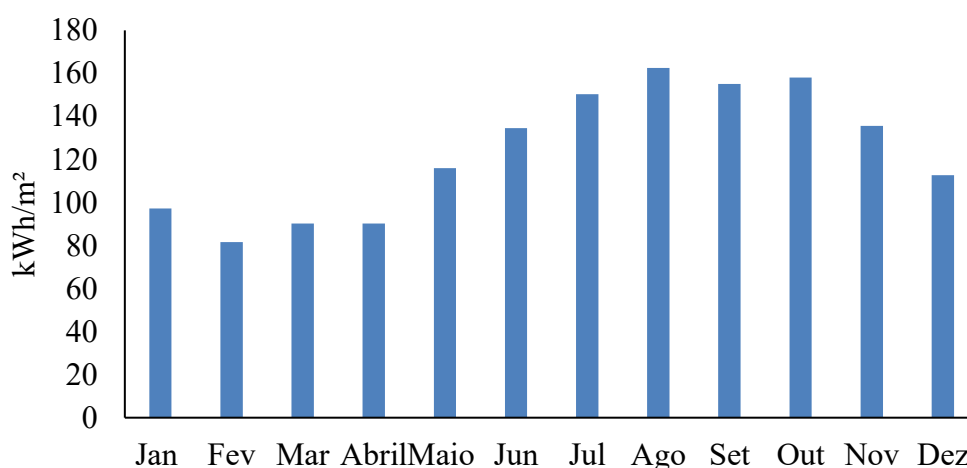
Fontes de energia	Produção (MW)
Hidrelétricas	1.087,00
Termelétricas	2.587,60
Eólicas	426,00
Solar	0,30
Total	4.100,91

Fonte: ANEEL (2022)

Em território maranhense existem em operação usinas hidrelétricas, de biomassa, eólicas, solares e termelétricas. O Estado possui duas hidrelétricas, a Hidrelétrica de Boa Esperança, localizada entres as cidades de São João dos Patos/MA e Guadalupe/Piauí (PI), e a Hidrelétrica de Estreito, localizada entre as cidades de Estreito/MA e Aguiarnópolis/Tocantins (TO) (ANEEL, 2017). Também conta com usinas de biomassa em operação: Gusa Nordeste, Viena e Simassa em Açailândia, Energia Itajubara em Coelho Neto, Suzano Maranhão em Imperatriz, Inpasa em Balsas, Agro Serra em São Raimundo das Mangabeiras, Itapecuru em Aldeias Altas, Maity em Campestre do Maranhão e Alternativa em Tuntum (NOVACANA, 2025). Em relação à energia eólica, o Maranhão tem o Parque Eólico Delta Maranhão,

localizado nos municípios de Paulino Neves e Barreirinhas, sendo pioneiro desse tipo de usina no Estado, com capacidade de geração elétrica de 426 MW, composto por 15 projetos distintos, conhecidos como Delta 3, Delta 5, Delta 6, Delta 7 e Delta 8 (Aguiar, 2021). Além desse parque já instalado, segundo relatório do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) de julho de 2023, o Maranhão está em processo de licenciamento de dois complexos eólicos *offshore*. O Maranhão, em especial, apresenta um relevante potencial energético para esse tipo de fonte, graças às grandes incidências de ventos alísios na região maranhense (Schmidt *et al.*, 2017). Também apresenta grande potencial para geração de energia solar, com potência em média de 5,327 kWh/m²/dia e irradiação normal direta de 1.484,1 kWh/m²/ano (Global Solar Atlas, 2025) (Figura 5), apresentando um aumento significativo em sua potência instalada de sistemas solares (436,3 para 635 MW de 2023 para 2024) (ABSOLAR, 2024).

Figura 5 – Irradiação normal direta no Maranhão



Fonte: Adaptado de Global Solar Atlas (2025)

O Maranhão possui um dos mais promissores potenciais para a geração de energia maremotriz no Brasil, devido às suas características geográficas e oceanográficas. A região litorânea do Estado apresenta com frequência variações de maré superiores a seis metros, especialmente em áreas com reentrâncias e estuários que favorecem a instalação de barragens para captação da energia das marés (Saavedra, 2016). Simulações recentes na Baía de Turiaçu, indicaram um potencial extraível de 3.402 GW e uma produção anual de 29.754 GWh, valor que superaria a demanda regional de energia. Contudo, diversos entraves ainda impedem a implantação em larga escala desses projetos, incluindo os elevados custos iniciais, ausência de políticas públicas específicas, impactos ambientais sobre manguezais, limitações logísticas e geológicas, intermitência da geração e a inexistência de marcos regulatórios adequados. Além

disso, a baixa competitividade da fonte frente a outras opções renováveis, especialmente em leilões de energia que priorizam o menor custo, contribui para sua estagnação (Amauro *et al.*, 2025).

O cenário energético do Estado inclui também uma significativa presença de termelétricas, com destaque para o Complexo Parnaíba, em Santo Antônio dos Lopes, composto por quatro usinas a gás natural (Parnaíba I, II, III, IV e V), que iniciaram operação entre 2012 e 2013 e somam 1,9 GW em capacidade instalada, sendo de 1,8 GW já em operação, no qual o complexo utiliza o gás produzido nas proximidades do parque térmico. Outra planta relevante é a UTE Porto do Itaqui, em São Luís, uma usina à carvão mineral de 360 MW que opera desde 2013. Também com relevância tem a Gera Maranhão (UTE Geramar I e UTE Geramar II), que possui 332 MW de capacidade instalada (ENEVA, 2025). O Estado ainda tem projetos como a UTE Geramar III, a ser instalada em São Luís e movida a Gás Natural Liquefeito (GNL), ainda aguardando avanço, enfrentando questionamentos judiciais sobre seu licenciamento. A presença e a expansão dessas termelétricas no Estado evidenciam uma complexa relação entre o desenvolvimento energético e os conflitos socioambientais associados a fontes de energia tradicionais, um tema relevante de debate na região (Brustolin *et al.*, 2022).

Diante disso, o Maranhão demonstra um elevado e diversificado potencial para a utilização de fontes de energia. A energia hidrelétrica já possui uma capacidade instalada significativa, enquanto a energia eólica exhibe expansão contínua, com projetos em desenvolvimento tanto em áreas *onshore* quanto *offshore*. A energia solar também se destaca, com um crescimento notável em sua potência instalada. Por outro lado, a energia maremotriz, embora promissora devido às características geográficas do Estado, ainda se encontra em estágio inicial de estudos e enfrenta diversos entraves para sua implantação em larga escala. Contudo, o Estado ainda apresenta uma expressiva porcentagem de termelétricas em sua matriz, as quais, por serem fontes poluentes, vão na contramão das discussões globais sobre descarbonização e transição energética. Em síntese, o Maranhão se posiciona como um Estado estratégico com vasta capacidade renovável, mas com o desafio de conciliar sua base térmica atual com as metas de sustentabilidade ambiental.

3.4. Histórico e características do Hidrogênio

O hidrogênio, do grego *hidro* e *genes* que significa “gerador de água”, é o elemento mais abundante do planeta e se apresenta na natureza na forma de um gás incolor, inodoro, insípido e inflamável. Sua primeira aparição foi em 1671, quando Robert Boyle descreveu a experiência “*New Experiments Touching the Relation Betwixt Flame and Air*”, na qual obteve

um gás inflamável, resultante da dissolução do ferro em ácidos diluídos. Coube a Henry Cavendish, quase um século depois, em 1776, coletar esse gás e descrever para a Real Sociedade de Londres a experiência na qual dois gases, denominados como “ar inflamável” e “ar sustentador da vida”, se combinavam com o auxílio de uma centelha elétrica e produziam água. A denominação dos gases utilizados (hidrogênio e oxigênio) foi atribuída por Antoine Lavoisier, em 1785, ao reproduzir a experiência de Cavendish (Hoffmann, 2012).

As principais características físicas do hidrogênio (Tabela 3) demonstra que ele é o elemento químico mais leve e é um vetor energético, pois pode ser usado para armazenar e transportar energia. Tem um alto poder calorífico, ou seja, uma pequena quantidade é capaz de produzir uma grande quantidade de calor. Comparado com outros combustíveis muito utilizados, ele tem a maior energia por unidade de peso (Tabela 3). Quando comparado com hidrocarbonetos como o metano, propano, gasolina, gásóleo e outros, ele pode liberar até 2,5 vezes mais energia durante a combustão. Portanto, para uma mesma massa, as combustões do gás hidrogênio são mais energéticas e mais rápidas. Além da vantagem energética, o hidrogênio tem como produto da sua combustão apenas água, diferentemente dos hidrocarbonetos que liberam monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂), além de outros gases poluentes da atmosfera.

Tabela 3 – Propriedades e característica do gás hidrogênio e comparação com outros combustíveis

Propriedade	Hidrogênio	Gás Natural	Metano	GLP	Diesel	Gasolina	Etanol	Comparações
Fórmula	H ₂	C _n H _n	CH ₄	C ₃ H ₈ /C ₄ H ₁₀		C ₈ H ₁₈	C ₂ H ₅ OH	–
Massa molar (g/mol)	2,0	18,064	16,04	–	170	107	46,08	–
Ponto de fusão (°C)	-259,1	-182,2	-182	–	-18 – -34	-107	-114,1	–
Ponto de ebulição (°C)	-253	-162	-161,5	–	288 – 388	30 – 225	78,37	–
Ponto de bolha (°C)	-252,76	–	–	–	–	–	80	90 °C abaixo do GNL
Densidade gasosa (kg/m³ a 0 °C, 1 bar)	0,089	–	0,65	–	–	–	–	1/10 do gás natural
Densidade líquida (kg/m³ a -253 °C, 1 bar)	70,79	–	–	–	–	–	–	–
Densidade energética (MJ/L – CNTP*)	0,01	–	–	–	–	27,9	24	1/3 do gás natural
Energia específica (MJ/L) (liquefeito)	8,5	–	–	–	–	–	–	–
Intervalo de ignição (% no ar em volume)	4 – 77	–	5,3 – 15	–	–	1-7,8	–	6x mais abrangente que o metano
Energia de ignição (MJ)	0,02	–	0,29	–	–	0,24	–	1/10 do metano
Temperatura de ignição com o oxigênio (°C)	560	–	2810	–	–	–	–	–
Temperatura de ignição com o ar	570	–	–	–	–	–	–	–
Velocidade de chama (cm/s)	346	–	43	–	–	47	35 – 50	8x metano
Cor	Incolor	–	Incolor	Incolor	Amarelado	Amarelada	Incolor	
Chama	Incolor Inodora	–	Azul	–	–	Amarelada	–	Assim como GLP
Calor específico à pressão constante (cal.g⁻¹.°C⁻¹)		–	–	–	–	–	–	–
Gás a 25 °C	3,42	–	–	–	–	–	–	–
Líquido a -259,8 °C	1,93	–	–	–	–	–	–	–
Sólido a -259,2 °C	0,63	–	–	–	–	–	–	–
Calor de combustão (cal/g)	-27.823	11.900	11945	–	10900	11100	-6425	–
Calor latente de vaporização (cal/g)	105,8	120	121,9	–	–	71-81	204	–
Condutividade térmica (W/m°C a 0 °C, 1 atm)	0,168	–	0,034	–	0,123	–	–	–
Solubilidade em água (mg/L a 21 °C)	1,62	–	26	–	Insolúvel	Insolúvel	–	–
Emissões de CO₂ durante a combustão (kg/L)	–	0,0021	–	1,7	2,671	2,3	2,716	Não emite CO ₂

*CNTP = Condições Normais de Temperatura e Pressão.

Fonte: Silva (1911); L'air Liquide (1976); BRASKEM (2021); IEA (2019).

Já existem diversos estudos que verificam a compatibilidade do hidrogênio com combustíveis fósseis, seja para utilização da infraestrutura (gasoduto no caso do gás natural) ou a possibilidade de mistura com diesel ou combustível para aumentar os ganhos energéticos e reduzir os impactos do CO₂. No Reino Unido, o projeto *HyDeploy2* realizou um teste de energia verde na Universidade Keele, em Staffordshire, prevendo a injeção de até 20 % (em volume) de H₂ na rede existente de gás natural da universidade, alimentando 101 casas e 32 prédios. Esperava-se que a mistura de H₂ permitisse que os clientes continuassem usando o suprimento de gás normalmente, sem que fossem necessárias alterações nos aparelhos a gás ou nas tubulações (HYDEPLOY, 2024). As análises e modelagem conduzidas sugerem que um enriquecimento moderado de hidrogênio no gás natural, entre 2 e 20 % em volume de hidrogênio, não causaram impactos significativos ou negativos nos utilizadores finais, infraestrutura ou gasodutos (Neacsu *et al.*, 2023; Habib *et al.*, 2024).

Segundo o Departamento de Energia (DOE) dos Estados Unidos da América (EUA), o transporte de hidrogênio utilizando dutos existentes é viável se a proporção de sua adição for de até 30 % ou menos. Já os pesquisadores do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (*National Renewable Energy Laboratory* – NREL) mostraram que um sistema com uma mistura em concentrações entre 5 – 15 % de H₂, por volume, pode ser viável, pois não representa uma ameaça aos dispositivos do consumidor final (como eletrodomésticos), não reduz a segurança pública e não coloca em risco a durabilidade e a integridade da rede existente de gasodutos (Melaina; Antonia; Penev, 2013).

No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estabelece a composição do gás natural e limites de poder calorífico para comercialização pela Resolução ANP nº 982/2025. Obedecendo aos critérios dessa resolução, o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) (2022) publicou o documento “Subsídios para políticas de competitividade: 2010–2025”, trazendo que percentuais de 1 a 10 % de H₂ (em volume) poderiam ser adicionados ao gás natural comercializado. Recentemente, Torres *et al.* (2024) analisaram dois cenários de mistura: hidrogênio com biometano e com gás natural, aplicando as normas da ANP para determinar as propriedades gasosas. Os resultados desse estudo demonstram que a adição de até 3 % de H₂ ao biometano e 11 % ao gás natural é viável, mantendo os parâmetros de qualidade exigidos.

Além da versatilidade de misturas, também há uma diversidade de processos para sua produção. Assim, o hidrogênio pode ser classificado de diferentes formas, utilizando como critérios principais a matéria-prima e a fonte de energia utilizada para sua produção (Tabela 4).

Tabela 4 – Classificação do Hidrogênio

Classificação	Conceito
Hidrogênio preto	Gaseificação do carvão mineral Antracito ou hulha sem CCUS*
Hidrogênio marrom	Gaseificação do carvão mineral linhito sem CCUS*
Hidrogênio cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS*
Hidrogênio azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS*
Hidrogênio verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis
Hidrogênio branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico
Hidrogênio turquesa	Pirólise do metano sem gerar CO ₂
Hidrogênio musgo	Reformas Catalíticas com ou sem CCUS*
Hidrogênio rosa	Utilização de fonte de energia nuclear
Hidrogênio amarelo	Utilização de energia da rede

*Carbon Capture, Utilization, and Storage (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono).

Fonte: EPE (2021a)

A produção global de hidrogênio atingiu quase 95 Mt em 2022, um aumento de 3 % em comparação com 2021. Tal como em 2021, a produção de hidrogênio foi dominada pelo uso de combustíveis fósseis como matéria-prima (Confederação Nacional da Indústria – CNI, 2024). Atualmente, a reforma a vapor é a rota tecnológica dominante e de menor custo para a produção de hidrogênio em larga escala (Habib *et al.*, 2024). Gás natural sem CCUS foi responsável por 62 % da produção global, enquanto o carvão, localizada principalmente na China, foi responsável por 21 % da produção global. O hidrogênio que é produzido nas refinarias e na indústria petroquímica durante a reforma da nafta e frequentemente usado para outros processos da refinaria e conversão (por exemplo, hidrocrackeamento, dessulfurização) representaram 16 % da produção global. A produção de hidrogênio de baixas emissões foi inferior a 1 Mt (0,7 % da produção global) em 2022. Essa produção é muito semelhante à de 2021 e quase inteiramente proveniente de combustíveis fósseis com CCUS. A produção por eletrólise da água continuou a ser relativamente pequena, ainda abaixo de 100 kt de H₂ em 2022, o que representa um crescimento de 35 % em relação ao ano anterior (IEA, 2023).

A nível regional, a China foi responsável por quase 30 % da produção mundial de hidrogênio, refletindo a grande procura interna pelas refinarias e pela indústria química. Mais de 70 % da produção global estava na China, nos Estados Unidos, no Oriente Médio, Índia e Rússia (em ordem decrescente de participação na produção) em 2022 (IEA, 2023).

Para comparar o custo de produção do hidrogênio (Tabela 5), leva-se em consideração a tecnologia utilizada e o custo da fonte de energia, o qual geralmente apresenta diferenças regionais.

Tabela 5 – Custo do Hidrogênio por rota de produção

Processos	Custo de produção de hidrogênio (USD/kg H₂, 2022)
Gás Natural sem CCUS	1,8 – 5,8
Gás Natural com CCUS	1,9 – 7,1
Carvão sem CCUS	1,9 – 3,8
Carvão com CCUS	2,1 – 5,1
Eletrólise com PV*	3,9 – 11,3
Eletrólise com eólica <i>onshore</i>	3,8 – 12,0
Eletrólise com eólica <i>offshore</i>	4,3 – 12,0
Nuclear	3,8 – 7,1

*Fotovoltaica. Fonte: IEA (2023)

De acordo com o levantamento da *Hydrogen Council* e *McKinsey & Company* publicado em 2020, foram anunciados mais de 1.000 projetos de hidrogênio globalmente, dos quais 795 planejam implementação total ou parcial até 2030, representando US\$ 320 bilhões de investimentos na cadeia de valor do hidrogênio. A Europa continua como líder nesse mercado com US\$ 117 milhões de dólares investidos (35 % do valor global). América Latina e América do Norte vem em seguida e cada uma representa 15 % dos investimentos anunciados. A Tabela 6 traz a demanda de hidrogênio no mundo e no Brasil, distribuído pelas suas várias formas de usos/aplicações que o hidrogênio possui.

Tabela 6 – Demanda de Hidrogênio global em 2023

Uso	Demanda global atual (Mt/ano)¹	Demanda do Brasil (Mt/ano)
Amônia	32,4	0,613
Metanol	16,2	0,16
Siderurgia (Ferro e aço)	5,4	–
Refino de Petróleo	43	0,274
Geração de calor em indústrias	28	1,02
Outros usos	5	–
Geração elétrica	–	3,73
Consumo residencial	–	0,00191
Mistura de H ₂ e GN	–	0,0019

Fonte:¹ IEA (2024). *IEA Hydrogen in Latin America*.

A demanda global por hidrogênio ultrapassou 97 Mt em 2023 e se aproximou de 100 Mt em 2024. Quando analisado o uso de hidrogênio por região, a China representa 29 %, a Europa, 8 %, a Índia, 9 %, o Oriente Médio, 14 %, a América do Norte, 16 % e o resto do mundo, 24 % (IEA, 2024).

3.5 Normas, regulamentações e certificações do Hidrogênio

Com o crescente interesse no mercado de hidrogênio surge também a necessidade de regulamentações, padronização de normas, códigos e certificações. Existem padrões internacionais que têm sido aplicados ao hidrogênio, como os da Organização Internacional de Normalização (ISO) e da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC). Em 1990, foi criado o Comitê Técnico 197 “Tecnologias de Hidrogênio” da ISO, e desde então, esse comitê já criou 40 padrões no campo de sistemas e dispositivos para produção, armazenamento, transporte, medição e uso geral de hidrogênio. O IEC, por meio do Comitê Técnico 105 “Tecnologias de Célula a Combustível”, criou padrões internacionais relativos a tecnologias de células combustíveis e suas várias aplicações.

Outro ponto a ser destacado no mercado de Hidrogênio é a certificação do tipo de hidrogênio que está sendo produzido. Desta forma, a certificação do H₂ se caracteriza pela avaliação do ciclo de vida de tecnologias de H₂ e pelo compartilhamento de informações e resultados analíticos em determinadas categorias de certificados (GH₂, 2022). Atualmente, os destaques estão nos sistemas *CertifHy* (certificação da União Europeia), IPHE (Parceria Internacional para Hidrogênio e Células a Combustível na Economia) e GO (*Guarantee of Origin* – Certificado de Garantia de Origem do Hidrogênio) da Austrália. Os três apresentam alguns pontos em comum: critérios teóricos de contabilização de emissões de CO₂ (kg de CO₂ equivalente) e a demarcação de limites operacionais, utilizando o critério “*cradle-to-gate*” (“do berço à porta da fábrica”). Este critério abrange a totalidade das emissões geradas desde a extração das matérias-primas (o “berço”) até o momento de produção final (porta da fábrica). Incluídos nesses estão os escopos 1 (as emissões dos processos de produção da energia) e 2 (as emissões indiretas do processo de produção de H₂). Apesar dessas semelhanças nos princípios de contabilização e limites, esses sistemas divergem significativamente quanto às tecnologias consideradas viáveis para a produção de hidrogênio.

O *CertifHy* (Figura 6) é o sistema mais antigo de certificação para H₂ na União Europeia, formalmente aprovado em março de 2019, e encontra-se estreitamente alinhado às políticas da União Europeia, especificamente às Diretivas de Energias Renováveis (Hinício, 2021).

Figura 6 – Estrutura de gestão *CertifHy* e suas funções



Fonte: *CertifHy* (2022)

Após passar por todos os processos (Figura 6), é emitido o Certificado GO (*CertifHy Guarantee of Origin*), que é um documento eletrônico que atesta que uma determinada quantidade de hidrogênio foi produzida por uma instalação de produção registrada, com qualidade e método de produção específicos, atendendo a critérios de classificação *CertifHy*. Existem dois tipos de certificado GO: *CertifHy Low carbon H₂* (Hidrogênio de baixo carbono) e *CertifHy Green H₂* (Hidrogênio verde). As tecnologias priorizadas são: eletrólise, reforma de vapor de metano e processos químicos (oxidação parcial – POX, craqueamento etc.). Esse esquema de certificação serve de base para toda a Europa, o qual está sendo chamado de *CertifHy 3*, desenvolvido pelo Grupo de Esquema de Gás (GSG), e compatível com a Norma CEN-EN (Comitê Europeu de Normalização – Normas Europeias) 16325, que está em processo de atualização, e os requisitos gerais do AIB (*Association of Issuing Bodies* – Associação de Entidades Emissoras) para GO e outras energias (padrão AIB do Sistema Europeu de Certificação Energética – EECS) (Gabrielli; Tokarski, 2024).

O IPHE é uma parceria intergovernamental formada em 2003 e reúne 21 países e a Comissão Europeia (Austrália, Brasil, Chile, China, Estados Unidos, França, Holanda, Japão, Reino Unido e União Europeia). Em parceria com IEA e o *Clean Energy Ministerial* (CEM)/Mission Innovation (MI), trabalham para uma harmonização de regulamentos, códigos e padrões com o objetivo de propor uma metodologia e estrutura analítica para servir de base para um esquema de certificação. Foram priorizadas quatro tecnologias para estudo: eletrólise da água, reforma a vapor do gás natural com CCUS, subprodutos industriais e gaseificação do carvão com CCUS. Nessas tecnologias, avaliam-se os processos e as fontes de energia utilizadas.

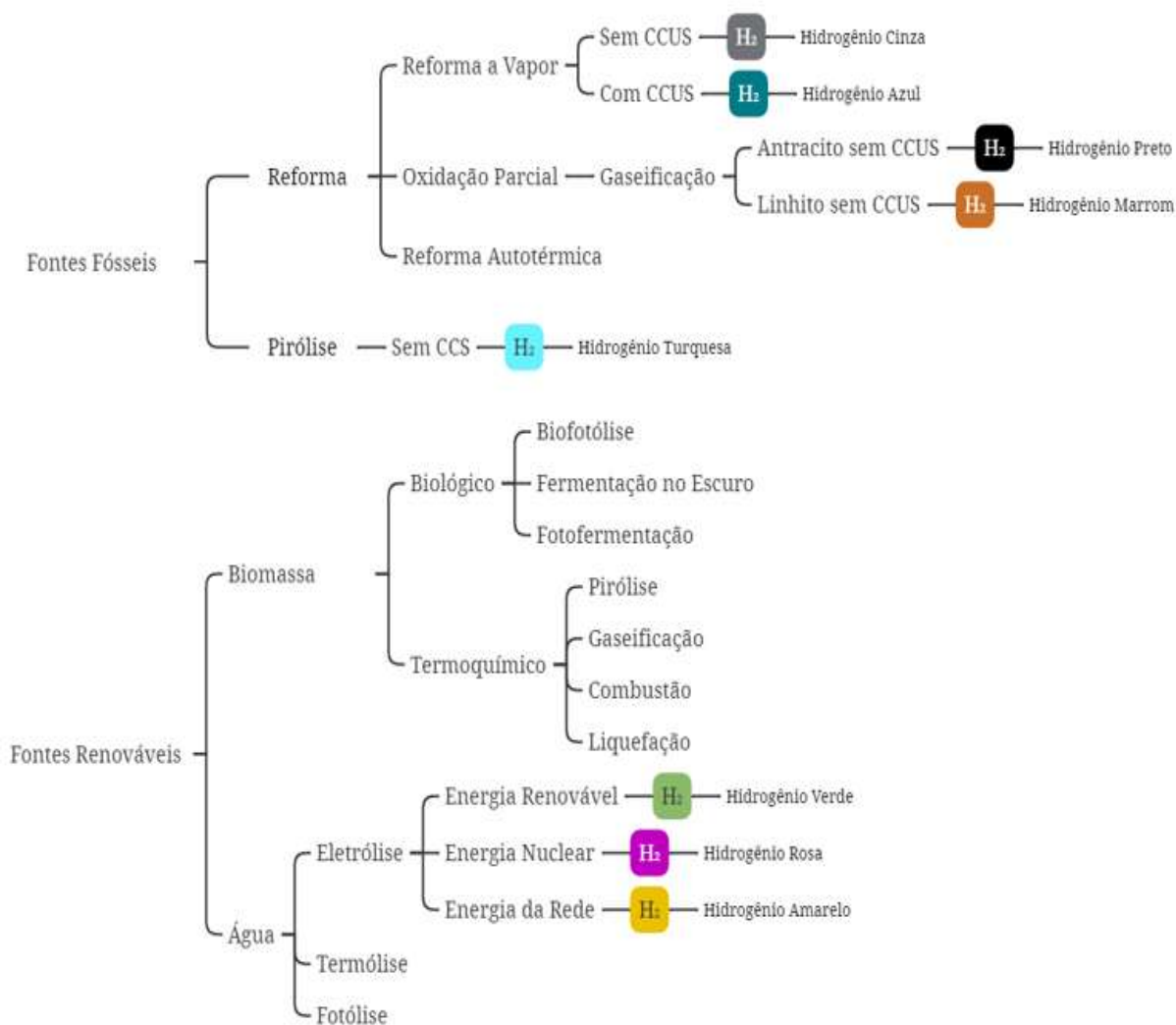
É prevista a apresentação de diversos documentos para a certificação, entre os quais o fluxograma de produção de H₂ da unidade de aplicação, a lista dos principais equipamentos para a produção de H₂, o relatório de avaliação do ciclo de vida da produção de H₂, a data de produção, a capacidade de produção, a lista de matérias-primas para a produção de H₂ e suas emissões de GEE associadas, o diagrama de energia/fluxo de massa, o diagrama do sistema de medição de energia, entre outras informações. Depois da verificação dos documentos e do local, a agência pode emitir a conclusão da avaliação.

A Austrália em junho de 2021 publicou um documento “*A Hydrogen Guarantee of Origin Scheme*”, apresentando uma abordagem inicial do esquema GO da Austrália, baseado no esquema inicial do IPHE e em consulta feita com as partes interessadas. Nesse esquema devem ser analisadas a tecnologia de produção, as emissões de carbono ligadas à produção, as fontes de produção e o local da produção. As tecnologias consideradas foram eletrólise, gaseificação de carvão com CCUS e reforma a vapor de gás natural com CCUS.

No Brasil, o esquema de Certificação do H₂ está em elaboração, sob responsabilidade da CCEE. O país participa da IPHE, o que lhe garante acesso à metodologia de certificação desenvolvida pelo grupo. O Brasil já possui um programa de contabilização de emissões de carbono, o GHG (*Greenhouse Gas emissions – Emissões de GEE*) *Protocol*, sendo útil no desenvolvimento da sua própria certificação (Gabrielli; Tokarski, 2024).

Os processos de produção de H₂ podem ser divididos em três rotas tecnológicas principais: térmicas, eletrolíticas e fotolíticas, as quais se desdobram em sete processos principais, aplicáveis a diversas matérias-primas: recursos fósseis, água e biomassas (Figura 7) (*The Partnership’s Hydrogen Technical Team*, 2009). Quando o hidrogênio é obtido através de fontes fósseis, os processos de produção incluem a reforma de hidrocarbonetos (reforma a vapor, oxidação parcial e reforma autotérmica) e a pirólise de hidrocarbonetos. Já os processos produzidos a partir de fontes renováveis são classificados de acordo com as duas fontes possíveis, biomassa e água. Fazendo uso da biomassa, tem-se os processos biológicos (biofotólise, fermentação no escuro e fotofermentação) e termoquímicos (pirólise, gaseificação, combustão e liquefação). Quando é a partir da água, os possíveis processos são eletrólise, termólise e fotólise (Habib *et al.*, 2024).

Figura 7 – Rotas de produção e classificação do hidrogênio



Fonte: Autoria Própria

De acordo com Dawood, Anda e Shafiullah (2020), de modo geral, as rotas de produção de H₂ dependem de três elementos básicos (o material que contém o H₂, a fonte de energia e o material catalisador) e a escolha do processo produtivo pode ter como implicações a limpeza do material obtido, o custo-benefício e eficiência do processo. Dentre os vários processos de produção do H₂, três métodos predominam a obtenção deste vetor energético, sendo eles reforma do gás natural, a gaseificação de carvão e a eletrólise de água (Uysal *et al.*, 2021; Yu *et al.*, 2021).

O processo de reforma a vapor apresenta vantagens, como baixa temperatura de processo (200–300 °C), eficiência elevada e possibilidade de ser aplicado também a rejeitos sólidos urbanos, rejeitos de indústrias de alimentação e da agricultura e ao carvão (Hasnain *et al.*, 2024). Através dessa rota, produz o hidrogênio azul (com CCUS) e o hidrogênio cinza (sem CCUS). Entre as rotas mencionadas, a obtenção do hidrogênio por meio de reforma a vapor é

a opção com o menor preço, registrando US\$ 1,00/kg de H₂ no Oriente Médio (Abdin *et al.*, 2019). O grande problema que o H₂ azul enfrenta é a dificuldade de encontrar o local adequado para o armazenamento do carbono capturado no processo. Em alguns casos, o CO₂ é mantido em reservatórios subterrâneos, os quais são significativamente caros (Ajanovic *et al.*, 2022). No entanto, a produção de H₂ por reforma a vapor de combustíveis fósseis (H₂ cinza) emite 9,5 kg CO₂/kg H₂ (IRENA, 2020). Mais de 40 % do H₂ cinza produzido é subproduto de outros processos químicos (Anouti *et al.*, 2020 *apud* Bachofen, 2024, p. 22). Atualmente, esse tipo de H₂ é, em sua maioria, utilizado na indústria petroquímica e na produção de amônia (Kannah *et al.*, 2021 *apud* Bachofen, 2024, p. 22).

A oxidação parcial é usada para extrair hidrogênio a partir de óleo combustível pesado, metano, biogás e carvão. A eficiência desse processo é entre 60 – 75 % (Pinsky *et al.*, 2020). Nesse processo, um gás de síntese feito principalmente de CO e hidrogênio são formados e depois convertidos em hidrogênio e CO₂, através do processo de gaseificação (carvão ou biomassa é convertido(a) em gás de síntese e depois transformado em hidrogênio e CO₂). O investimento no processo tende a ser mais elevado do que na reforma a vapor pela necessidade de dispor-se de uma unidade adicional de produção de oxigênio (Souza, 2009). Nessa rota, quando a gaseificação é com antracito sem CCUS, tem-se o hidrogênio preto e com linhito sem CCUS, produz-se o hidrogênio marrom.

A reforma autotérmica é a combinação da reforma do metano e da oxidação parcial, sendo uma tecnologia alternativa em que o calor necessário é produzido no próprio reformador. O efeito desta combinação é uma operação mais flexível do reformador, mantendo-se a composição do gás de síntese semelhante àquela do processo de oxidação parcial (60 a 75 %) (Oliveira *et al.*, 2021).

A biomassa e a água são as duas principais fontes quando o processo utiliza fontes renováveis. Assim, o hidrogênio pode ser produzido a partir de biomassa de diferentes maneiras, pela rota biológica e pela rota termoquímica (Figura 7). Dentre os sistemas biológicos para produção de hidrogênio, encontram-se a biofotólise da água, a fermentação anaeróbia ou fermentação escura, a fotofermentação e os sistemas híbridos, que é uma combinação de rotas biológicas (Azwar; Kasim; Abdullah, 2014).

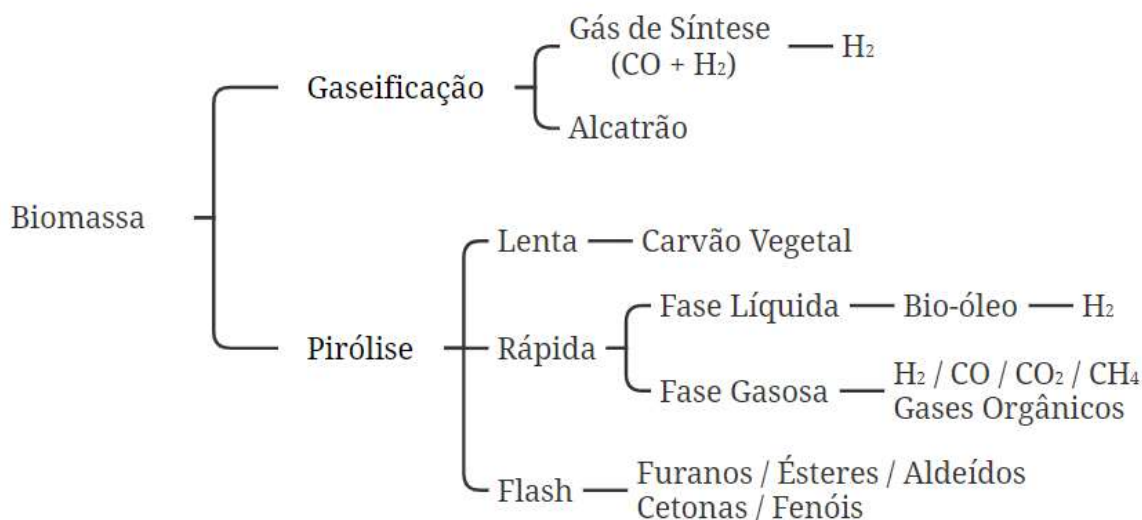
O processo de biofotólise da água é caracterizado pela ação da luz sobre um sistema biológico causando a degradação da água e resultando, ao final do processo, a formação de hidrogênio molecular. As microalgas *Chlamydomonas reinhardtii*, *Chlorella fusca* e *Scenedesmus obliquus* têm sido estudadas como produtoras de hidrogênio por esta rota, que apresenta como uma das principais vantagens a não utilização de carbono orgânico como

substrato (Nagarajan *et al.*, 2017). O processo de fermentação anaeróbia ou escura consiste no emprego de bactérias fermentativas capazes de degradar substratos ricos em matéria orgânica em compostos mais simples como ácidos orgânicos voláteis, álcoois, metano, CO₂ e hidrogênio na ausência de luz e oxigênio (Filete *et al.*, 2020). A produção de hidrogênio por fermentação anaeróbica bacteriana é uma solução inovadora e sustentável para os desafios energéticos e ambientais atuais, oferecendo uma fonte de energia limpa e renovável e auxiliando na gestão de resíduos orgânicos (Paula *et al.*, 2025).

O último processo da rota biológica é o processo de fotofermentação, na qual as bactérias fotossintetizantes são capazes de converter ácidos orgânicos ou biomassa em hidrogênio na presença de luz e em condições anaeróbicas (Gupta *et al.*, 2024). Além desses três processos, há ainda a possibilidade dos sistemas híbridos, uma combinação de rotas metabólicas, sendo o processo de fermentação escura o mais estudado seguido da fotofermentação (Khusnutdinova *et al.*, 2012). A produção de hidrogênio via processos biológicos corresponde apenas a 1 % da produção total de hidrogênio, sendo uma alternativa promissora por ser realizada em temperatura e pressão ambiente, representando uma redução no consumo de energia e, conseqüentemente, balanços energéticos favoráveis (Balat; Kirtay, 2010; Das; Veziroglu, 2001). Outro ponto positivo é que pode se empregar como substratos matérias-primas de baixo custo como águas residuais, que contenham quantidades consideráveis de matéria biodegradável (Brito, 2023). Existe também uma grande diversidade filogenética e fisiológica de microrganismos que são capazes de produzir hidrogênio (Sinha; Pandey, 2011).

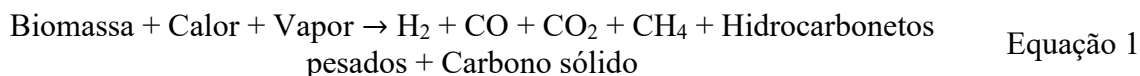
Na rota termoquímica, a gaseificação da biomassa é um processo que funciona de forma muito semelhante à gaseificação do carvão para converter biomassa em uma mistura de CO, CO₂, H₂ e CH₄. Os dois principais processos termoquímicos para aproveitamento energético da biomassa (Figura 8) são gaseificação e pirólise. Ambos os processos termoquímicos (gaseificação e pirólise) produzem, além do H₂, outros produtos (CH₄ e CO), que podem ser submetidos a processos adicionais (reforma a vapor e reação de *Water-Gas Shift* – reação de deslocamento água-gás – *WGS*) para aumentar a produção de H₂, com eficiência variando entre 35 e 50 % (Jara-Cobos *et al.*, 2023). A viabilidade econômica da produção de hidrogênio a partir de biomassa pode ser prejudicada pelo alto custo, que varia de 1,21 a 2,42 US\$/kg para gaseificação e de 1,21 a 2,19 US\$/kg para pirólise (Lepage *et al.*, 2021). Aumentar o rendimento de hidrogênio e explorar métodos de redução de temperatura são cruciais para aprimorar a viabilidade econômica e a sustentabilidade da gaseificação de biomassa para a produção de hidrogênio, com atenção especial à economia de energia (Obiora *et al.*, 2024).

Figura 8 – Processos de obtenção de hidrogênio através da biomassa



Fonte: Autoria própria

A gaseificação (Equação 1) consiste na reação da biomassa com ar, oxigênio ou até mesmo vapor d'água a temperaturas elevadas, o que resulta na formação de gases, sendo um deles o H_2 (Ramos *et al.*, 2020).



Já a pirólise é a decomposição térmica da biomassa na ausência de oxigênio ou vapor d'água (Seabra, 2023). Os produtos mais comumente formados são gases orgânicos, líquidos condensáveis (bio-óleo) e carvão. Existem três classificações para pirólise (Figura 8): rápida, lenta e *flash*. A pirólise rápida é realizada a temperaturas mais altas, com taxas de aquecimento maiores e um pequeno tempo de residência. Nesse processo, há formação de três fases: 1) líquida (bio-óleo), podendo sofrer processos químicos que produziram hidrogênio; 2) gasosa, composta de H_2 , CH_4 , CO , CO_2 e outros gases orgânicos; e 3) sólida, com a produção de carvão vegetal (*biochar*) (Barbosa; Fialho, 2024; Foong *et al.*, 2020).

Quando o insumo renovável é a água (Figura 7), conforme previamente mencionado, há três rotas de produção: eletrólise, fotólise e termólise. Na primeira, ocorre a conversão de energia elétrica em energia química, realizando a quebra da molécula de água, produzindo hidrogênio e oxigênio. Entre as várias tecnologias para a produção de hidrogênio, a eletrólise da água usando eletricidade de fontes de energias renováveis se mostra muito promissora (West *et al.*, 2022; Chung *et al.*, 2022; Galitskaya; Zhdaneev, 2022). Quando a eletrólise utiliza energia renovável, o hidrogênio é classificado como verde, quando usa energia nuclear é rosa e quando utiliza a energia da rede é classificado como amarelo.

A termólise, decomposição térmica direta da molécula, utiliza-se temperaturas excessivamente elevadas (acima de 2.500 °C). Esse processo possui algumas desvantagens associadas com a recombinação do hidrogênio com o oxigênio, problemas de corrosão e dificuldades nas trocas térmicas (Martino *et al.*, 2021). Na decomposição fotocatalítica (fotólise ou bifotólise), utiliza sistemas de coleta de fótons, chamados fotoeletrodos, que absorvem a radiação solar e geram a energia elétrica necessária para a reação de decomposição da água em H₂ e O₂ (Martinez-Burgos *et al.*, 2021; Castro *et al.*, 2023).

Com tantos processos disponíveis, é importante avaliar as rotas mais promissoras por meio de dados técnicos (perspectivas) e econômicos (custos) (Tabela 7) e suas prospecções no futuro. A reforma a vapor com CCUS e a eletrólise PEM (membrana de troca de prótons) são os processos mais eficientes e com maior vida útil futuramente. Uma combinação de reduções de custos em eletricidade e eletrolisadores, combinadas com maior eficiência e vida útil operacional, pode proporcionar uma redução de 80 % no custo do hidrogênio (IEA; NEA, 2020).

Tabela 7 – Custos e perspectivas das tecnologias de produção de Hidrogênio

Tecnologia	Eficiência (%)		Tempo de vida (anos)		Custos totais (USD/kW)		Custos Fixos Operação e manutenção (USD/kW)		Custos variáveis (USD/kW)	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Ano										
Reforma a vapor	75,8	75,8	25	25	934	934	44	44	0,80 – 1,47	1,68 – 2,11
Reforma a vapor CCUS	72,2	72,2	20	20	1397	1314	42	39	0,47 – 1,18	0,67 – 1,22
Gaseificação CCUS	83,3	83,3	20	20	870	870	27	27	0,48 – 1,13	0,46 – 0,85
Autotérmica CCUS	73,5	73,5	15	20	812	812	24	24	0,50 – 1,20	0,48 – 0,92
Pirólise	57,1	57,1	20	20	2312	2312	104	104	0,20 – 10,90	0,14 – 0,71
Eletrólise alcalina	69,0	75,0	20	20	295	295	7	4	0,61	0,61
Eletrólise PEM	64,5	80,0	7	9	440	440	17	13	0,61	0,61

Fonte: IEA (2020).

Os custos fixos e variáveis de operação e manutenção (Tabela 7) da eletrólise alcalina e PEM são os menores a longo prazo. A produção de H₂ a partir da eletrólise da água associada a fontes renováveis de energia é, sem dúvida, uma rota promissora para a sustentabilidade energética futura, mas o consumo elevado de eletricidade e o custo da energia ainda inibem a expansão desta rota tecnológica (Dawood; Anda; Shafiullah, 2020).

3.7 Eletrólise

A eletrólise é um processo eletroquímico de dissociação da água que consiste na decomposição das moléculas de água (H₂O) em moléculas de oxigênio (O₂) e H₂ (Barroso *et al.*, 2022). As principais vantagens deste método são a possibilidade da energia utilizada no processo vir de fontes renováveis, possibilitando a produção de hidrogênio verde, limpo de emissões de GEE, em consonância com a visão da Economia do Hidrogênio, implicando em consequências ambientais mínimas (Gayen *et al.*, 2020; Arcos; Santos, 2023; Posso *et al.*, 2023). O processo da eletrólise é uma reação de oxirredução, sendo, portanto, um fenômeno físico-químico não espontâneo devido à necessidade de energia para que o mesmo ocorra (Rambhujun *et al.*, 2020; Castro *et al.*, 2023). Durante esse processo, ocorre a passagem de corrente elétrica contínua, conduzida pelos sais e minerais, provocando a quebra da molécula de água. Esse processo é complexo e envolve reações eletroquímicas que ocorrem nos eletrodos e na solução eletrolítica (Sharmila *et al.*, 2020). Na primeira etapa do processo, ocorre a oxidação da água no ânodo, liberando oxigênio e prótons (H⁺). Na segunda etapa, os prótons são reduzidos no cátodo, produzindo hidrogênio (Arcos; Santos, 2023; Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2022; Debnath *et al.*, 2020). A reação global é representada pela Equação 2.



Existem diferentes tipos de células eletrolíticas utilizadas na eletrólise da água, como células de membrana, células de troca iônica e células de eletrólise alcalina (Ju *et al.*, 2018; Gomes, 2022). Cada tecnologia utiliza diferentes materiais e condições de operação para produzir hidrogênio e oxigênio (Ju *et al.*, 2018). As principais tecnologias estabelecidas no mercado são eletrólise alcalina (AEL), PEM e a de óxido sólido (SOEC) (Martino *et al.*, 2021; Ajanovic *et al.*, 2022) (Tabela 8).

Tabela 8 – Tecnologias de eletrólise

Tecnologia	Alcalina	PEM	SOEC
Reações nos eletrodos ⁵	Cátodo: $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^- + 2\text{H}_2$ Ânodo: $4\text{OH}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$	Cátodo: $4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2$ Ânodo: $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{H}^+ + 4\text{e}^- + \text{O}_2$	Cátodo: $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{O}^{2-} + 2\text{H}_2$ Ânodo: $2\text{O}^{2-} \rightarrow 4\text{e}^- + \text{O}_2$
Eletrólito ¹	20 – 40 % de KOH	Água líquida	Vapor de água
Cátodo ⁶	Catalisador de Ni	Fibra de carbono e Pt	Ni
Ânodo ⁶	Ni ativo	Ti poroso ¹²	Ni – NiO ou Perovisquita
Separador ⁷	Asbestos/Zirfon/Ni	Nafion	Eletrólito sólido YSZ
Temperatura de operação (°C)	60 – 90 ¹ 60 – 80 ²	50 – 80 ¹	700 – 900 ¹ 650 – 1.000 ²
Pressão de operação (bar) ¹	10 – 30	20 – 50	1 – 15
Densidade de corrente (A.cm ⁻²) ⁵	0,2 – 0,4	1 – 3	0,3 – 0,5
Área da célula (m ²) ¹	< 4	< 0,3	< 0,01
Consumo específico do <i>stack</i> (pilha) (kWh/Nm ³) ¹	4,2 – 4,8	4,4 – 5,0	> 3,0
Consumo específico do sistema completo (kWh/Nm ³) ¹	5,0 – 5,9	5,0 – 6,5	3,7 – 3,9
Menor faixa dinâmica (%) ¹	< 10 – 40	0 – 10	> 30
Pureza do gás ¹	> 99,5	99,99	99,99
Tempo de resposta ¹	Segundos	Milissegundos	Segundos
Duração da partida a frio ¹	< 60	< 20	< 60
Vida útil (h) ⁵	60000	80000	< 20000
Maturidade ⁸	Madura	Comercial	Demonstração
Nível de Maturidade Tecnológica (TRL) ⁹	9 – 10	8 – 9	3 – 5
Custo de capital	800 – 1.500 ¹ EUR ⁴ /kW 500 – 1.400 ³ USD/kW	1.400 – 2.100 ¹ EUR ⁴ /kW 1.100 – 1.800 ³ USD/kW	> 2.000 ¹ EUR ⁴ /kW 2.800 – 5.600 ³ USD/kW
Impacto Ambiental ⁸	Limp	Limp	Limp
Matéria-Prima ¹⁰	Água deionizada e alcalina	Água deionizada	–
Pureza do Hidrogênio (%) ²	> 99,5	99,99	99,99
Volume e peso	Grande	Pequena, 1/3 do eletrolizador da alcalina	–
Corrosão ¹⁰	Corrosão alcalina	Não tem	–
Características Operacionais ¹¹	Diferença de pressão: precisa ser controlada	Início e parada rápidos. Somente vapor de água	Inconveniente para iniciar e parar. Apenas vapor de água.
Energia Necessária (kWh/Nm ³ H ₂) ¹	3,8 – 4,3	3,6 – 4,0	2,5 – 3,5

¹Tenhumberg; Buker (2020); ²Capurso *et al.* (2021); ³IEA (2019); ⁴EUR: Euro (€) (moeda); ⁵Wang; Cao; Jiao (2022); ⁶OIES (2022); ⁷IRENA (2020); ⁸Dawood; Anda; Shafiullah (2020); ⁹Hassan *et al.* (2024); ¹⁰Guo *et al.* (2019); ¹¹Zhou *et al.* (2022); ¹²com propriedades catalisadoras.

Cada tecnologia (Tabela 8) possui características operacionais distintas, como diferentes faixas de temperatura, tipo de eletrólito, pureza do hidrogênio produzido, tempo de resposta, vida útil e custo de capital. Essas variáveis influenciam diretamente na escolha do processo mais adequado para cada aplicação industrial, considerando fatores como eficiência energética, maturidade tecnológica e impacto ambiental. Para complementar essa análise técnica, é importante avaliar as principais vantagens e desvantagens associadas a cada tipo de eletrólise (Tabela 9), proporcionando uma visão mais ampla sobre os benefícios e limitações de cada tecnologia, principalmente aquelas que já estão em estágio comercial (eletrólise alcalina e a PEM). Diversos trabalhos na literatura (Ajánovic *et al.*, 2022; Amikam *et al.*, 2018; Kumar; Himabindu, 2019; Martino *et al.*, 2021; Yu *et al.*, 2021) abordam em detalhe essas características e elencam as vantagens e desvantagens.

Tabela 9 – Vantagens e desvantagens de cada tipo de eletrólise

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Alcalina	- Disponível para plantas grandes; - Menor custo; - Maior tempo de vida útil; - Eletrolisadores não nobres;	- Alto custo de manutenção por ser um sistema corrosivo; - Baixas densidades de corrente; - Baixa pureza dos gases; - Operação dinâmica baixa;
PEM	- Sem substâncias corrosivas; - Alta densidade de corrente; - Design de sistema compacto e resposta rápida; - Maior taxa de produção de hidrogênio com alta pureza de gases; - Alta eficiência energética; - Operação altamente dinâmica; - Mais populares; - Podem ser conectados em série para sistemas de grande escala (multi-stack).	- Alto custo dos componentes; - Em desenvolvimento; - Baixa durabilidade; - Eletrolisadores de metais raros e caros (Platina e Irídio); - Eletrólito ácido.

Fonte: Autoria Própria

A comparação entre as tecnologias de eletrólise demonstra que não há uma solução única e ideal para todas as aplicações. Cada tecnologia possui vantagens e limitações que devem ser avaliadas conforme as características do projeto, a disponibilidade de recursos, os requisitos operacionais e os objetivos estratégicos. De certo, a eletrólise se mostra como uma alternativa promissora para produção de hidrogênio de forma limpa e sustentável, contribuindo para a redução das emissões de CO₂. Segundo a IEA (2020), a utilização desse método acarretaria a

diminuição de 830 milhões de toneladas de gás carbônico por ano que são gerados quando o hidrogênio é produzido por combustíveis fósseis.

3.8 Armazenamento

O armazenamento e transporte de hidrogênio ainda é um dos principais obstáculos para o estabelecimento da infraestrutura para a tecnologia do hidrogênio. O gás possui uma alta densidade energética (grande quantidade de energia por kg) e uma baixa densidade volumétrica, dificultando seu armazenamento e transporte (Ferreira, 2022). O armazenamento do hidrogênio pode ser físico, na forma de gás comprimido, líquido e compressão criogênica ou através de material, que pode ter dois tipos de sorção: química e física (Moradi; Groth, 2019).

O H₂ gasoso é normalmente armazenado em tanques pressurizados (vasos de pressão), recipientes ou até mesmo em cavernas subterrâneas com pressão de 300 a 700 bar, para uma variedade de aplicações como transporte (350 bar em caminhões e ônibus e 700 bar em veículos leves), aplicações estacionárias e transporte a granel (Staffell *et al.*, 2019). Dentre os métodos tradicionais, o armazenamento de hidrogênio pressurizado é a técnica mais utilizada (Amirante *et al.*, 2017).

O armazenamento de hidrogênio líquido, após a liquefação, precisa de temperaturas extremamente baixas ($-253\text{ }^{\circ}\text{C} = 20,15\text{ K}$), requerendo grandes quantidades de energia, na qual 40 % dessa energia pode ser perdida na liquefação, enquanto apenas 10 % de energia é perdida no processo de compressão (Franco; Giovannini, 2024; Rivard; Trudeau; Zaghbi, 2019; Moradi; Groth, 2019).

O hidrogênio líquido (LH₂) pode ser transportado via rodoviária (utilizando caminhões com tanques de capacidade de até 80 mil litros), ferroviária (com tanques de capacidade de até 120 mil litros) e marítima (normalmente apresenta o menor custo e a capacidade pode exceder 1 milhão de litros) (Souza, 2009). No entanto, a vantagem do LH₂ está relacionada à sua densidade, sendo possível armazenar quantidades maiores, mas não é um método eficaz em grandes períodos de tempo devido as perdas por evaporação (Aziz, 2021).

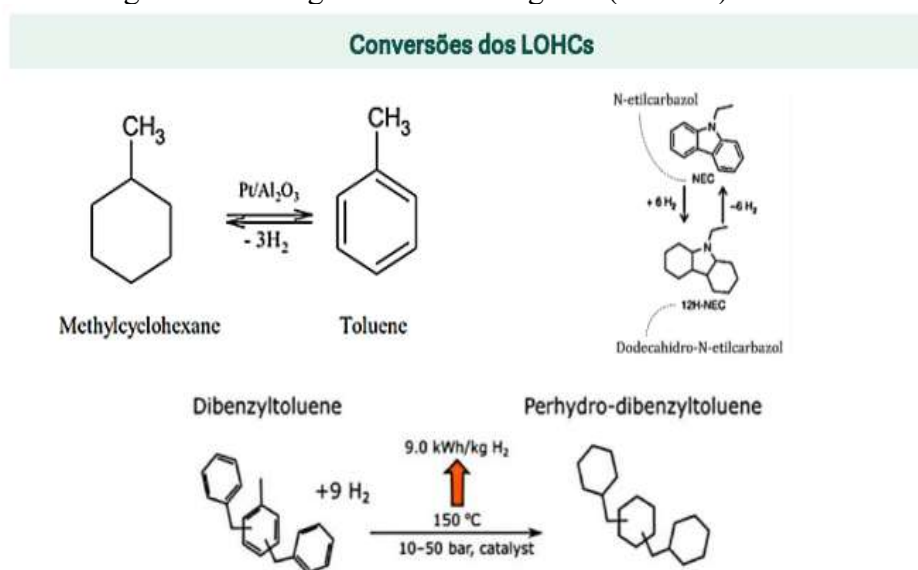
Na compressão criogênica, o hidrogênio gasoso é comprimido a 38 K ($-235\text{ }^{\circ}\text{C}$) (Barthélémy, 2016), sendo que o reservatório tem que permitir temperaturas muito baixas, podendo chegar a 20 K ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$) e altas pressões (300 bar). Com isso, o sistema de armazenagem de gás hidrogênio comprimido exige um alto capital investido devido à necessidade de aumentar a sua densidade e o comprimir a pressão suficiente para armazená-lo em cilindros ou em depósitos subterrâneos de forma segura (Franco; Giovannini, 2024). Este tipo de armazenamento foi concebido para evitar perdas de hidrogênio líquido por evaporação

e admitindo uma densidade de energia elevada (Rivard; Trudeau; Zaghib, 2019; Moradi; Groth, 2019), sendo bastante ineficiente devido às perdas térmicas inevitáveis e ao alto custo para o sistema criogênico (Amirante *et al.*, 2017).

No armazenamento por materiais, o hidrogênio pode ser retido por meio de dois mecanismos principais: sorção química e física. A sorção é o fenômeno pelo qual uma substância (como um gás ou líquido) é incorporada a um material de outro estado físico, podendo ocorrer por adsorção, quando o hidrogênio adere à superfície do sólido, ou por absorção, quando penetra em seu volume (Andersson; Grönkvist, 2019). Na sorção química, o hidrogênio é armazenado por meio da formação de compostos estáveis, como amônia, hidretos metálicos e hidratos de carbono, resultando em alta densidade volumétrica, mas exigindo maior energia para liberação. Já na sorção física, o armazenamento ocorre sem reação química, sendo o hidrogênio retido por forças de Van der Waals em materiais como microesferas de vidro e estruturas de carbono (Hunt *et al.*, 2023). A amônia é um meio eficaz de armazenamento e transporte de hidrogênio devido à sua alta capacidade de armazenamento de hidrogênio (17,6 % em peso) e a uma alta densidade de energia volumétrica (108 kg H₂/m³) (Asif *et al.*, 2023). Com um custo estimado entre US\$ 700 e 1.500/kg H₂, a amônia se consolida como um transportador promissor e adequado para o armazenamento e transporte de hidrogênio em larga escala (Wang *et al.*, 2024).

A produção dessa substância é feita pela síntese Haber-Bosch que é a mistura do hidrogênio com nitrogênio capturado do ar. Essa amônia pode ser o produto ou pode passar pelo processo de *cracking* (craqueamento) para extrair o hidrogênio (Berger, 2022). Os hidretos metálicos são formados pela ligação química de metais e ligas com hidrogênio, fazendo com que o armazenamento ocorra nos sítios intersticiais (espaços vazios entre os átomos do metal onde podem entrar átomos menores que aqueles que compõem o próprio metal) (Andersson; Grönkvist, 2019). Uma das vantagens desse processo é a alta capacidade gravimétrica e volumétrica de armazenamento. Além disso, o hidrogênio fica preso em uma matriz sólida, o que possibilita seu transporte de forma segura e eficiente para diferentes locais. Para que o hidrogênio fique disponível, é necessário uma termólise ou hidrólise a depender do metal que esteja associado. A última forma de sorção química apresenta diferentes nomenclaturas na literatura, as quais são chamadas de hidratos de carbono (Moradi; Groth, 2019) ou hidretos químicos (Andersson; Grönkvist, 2019), os quais são transportadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHCs) (Figura 9), compostos orgânicos insaturados que permanecem líquidos durante o processo de hidrogenação/desidrogenação, onde o hidrogênio substitui uma ligação nas ligações duplas se associando ao hidrocarboneto.

Figura 9 – Carregadores de Hidrogênio (LOHCs)



Fonte: Forberg *et al.* (2016), Anderson (2021), Boufaden *et al.* (2016)

A sorção física pode ser por dois materiais: microesferas de vidro e materiais de carbono, as primeiras são uma tecnologia de armazenamento promissora para o hidrogênio verde. Comprimido em microesferas de vidro, o hidrogênio gasoso é armazenado por difusão em temperaturas que variam de 200 a 300 °C. De fácil adaptação ao espaço disponível nos tanques, esse método mostra-se mais seguro quando comparado aos tanques de alta pressão, além de ser resistente à contaminação por gases atmosféricos e atingir densidades gravimétrica (5,3 %) e volumétrica (12 kg H₂/m³) a 300 °C e 24,1 MPa ($\approx 237,8$ atm) (Robinson; Handrock, 1994). As desvantagens configuram-se na necessidade de pressões e temperaturas elevadas para o carregamento, apesar da baixa densidade volumétrica. Em temperatura ambiente, ocorre lenta liberação de hidrogênio e fraturas das microesferas podem acontecer durante o carregamento devido a fragilidade do material (Hunt *et al.*, 2023).

Os materiais de carbono como absorventes de hidrogênio também estão se tornando uma opção para armazenamento: carvão ativado, nanofibras de carbono e nanotubos de carbono, com destaque para este último. É possível armazenar hidrogênio em nanotubos de carbono sem a necessidade de alta pressão. Além disso, eles possuem uma alta eficiência volumétrica, e, por isso, demonstram um grande potencial ainda a ser explorado (Zohuri, 2019). Esses nanotubos fornecem densidade gravimétrica de 3,3 % à temperatura ambiente. Com um aquecimento leve, é possível aumentar a densidade gravimétrica para 5,2 % (Hunt *et al.*, 2023).

Ao comparar os métodos de sorção químicos, o do amoníaco possui capacidade de armazenamento de 19,4 % m/m, os hidretos metálicos de 12,6 % m/m e os hidratos de carbono de 14,4 % m/m. A adsorção física precisa de menos energia que a química. A capacidade de

armazenamento das microesferas de vidro é de 14 % m/m e dos materiais de carbono de 8 %. Logo, a sorção com maior capacidade é a do amoníaco (Moradi; Groth, 2019).

No caso do transporte de hidrogênio, também existem diferentes métodos, podendo ser na fase líquida ou gasosa, e para se escolher o melhor deve-se levar em consideração alguns fatores como a geografia do local, a procura do mercado, a capacidade de carga, os custos operacionais, a segurança e a autonomia do transporte. De acordo com a IEA (2021), as principais formas de transporte de hidrogênio incluem o uso de caminhões, que podem transportar o insumo nas formas de gás comprimido, líquido ou amônia, além de gasodutos, que representam uma alternativa mais eficiente para a distribuição em larga escala. Entre os modais avaliados, os gasodutos apresentam o menor custo por quilômetro, sendo mais vantajosos que o transporte rodoviário por caminhões, mesmo em curtas distâncias. Para longas distâncias e volumes elevados, os gasodutos são amplamente preferíveis em termos econômicos e operacionais (Muhammed *et al.*, 2023).

Como citado previamente, diversos estudos têm sido desenvolvidos com o objetivo de adaptar gasodutos e redes de gás natural já existentes para o transporte de hidrogênio. De acordo com Parfomak (2021), estima-se que a conversão da infraestrutura atual de gás natural para o transporte de hidrogênio poderia resultar em uma economia de 20 a 60 % em comparação à construção de novos dutos, como observado no contexto alemão. No geral, todos os cenários em que o hidrogênio é transportado e fornecido como gás comprimido são mais baratos do que as rotas de hidrogênio líquido (metanol, amônia ou LCOH) (Neuling; Wilbrand; Kaltschmitt, 2022).

Portanto, a forma de armazenamento e transporte está relacionada, basicamente, ao destino do hidrogênio. Se o intuito for transportá-lo para grandes distâncias ou até mesmo como combustível para automóveis, a alternativa mais viável seria em tanques de LH₂, pois apenas um tanque equivale, energeticamente, a 10 tanques de gás hidrogênio (Bach, 2013). O estudo de Giz (2021) aponta que, no Brasil, o transporte de hidrogênio é realizado predominantemente por meio rodoviário, utilizando compressão a pressões de 220, 350 ou até 700 bar. No entanto, os custos associados a essa modalidade são significativamente elevados. Como alternativa, o estudo propõe a expansão ou adaptação da rede de gasodutos existente para viabilizar o transporte de hidrogênio de forma mais eficiente e economicamente viável. Quando se trata do armazenamento de hidrogênio, Smith *et al.* (2021) destacam que as formas mais comuns, como gás comprimido ou líquido, ainda enfrentam desafios técnicos e econômicos. Essas limitações impulsionam a necessidade contínua de pesquisa e desenvolvimento voltados à investigação de alternativas mais seguras e eficientes, como os hidretos metálicos e outros compostos sólidos,

os quais apresentam potencial para superar as barreiras associadas às tecnologias convencionais de armazenamento.

3.9 Aplicações do hidrogênio

O hidrogênio apresenta uma versatilidade nas suas formas de uso, podendo ser utilizado no setor de transporte como combustível, para produção e armazenamento de energia, na indústria química (produção de fertilizantes, refinamento do petróleo, produção de metanol), indústria alimentícia (hidrogenação de óleos vegetais), na metalurgia (redução direta de ferro), entre outras aplicabilidades (Coelho Filho, 2024).

No setor de transporte, o hidrogênio pode ser usado diretamente nas células a combustível, navios, aeronaves e foguetes (Fenato, 2022; Santos *et al.*, 2023). Para produção de energia, o hidrogênio sofreria uma combustão direta, semelhante aos combustíveis fósseis. Porém, como não libera carbono na atmosfera se forem processos verdes, o hidrogênio tem um importante papel como solução para a descarbonização de setores de difícil redução de emissões (*hard-to-abate*) e no acoplamento de setores, considerado fundamental para a eletrificação e descarbonização da indústria, transporte e outros segmentos da economia (Parra *et al.*, 2019; Sazali *et al.*, 2020).

Segundo a IEA (2019), o uso de hidrogênio para fins industriais ainda é predominante, sendo utilizado para a produção de amônia, na reação de Haber-Bosch, que é usada para fazer fertilizantes, na produção de metanol, que é precursor de diversos produtos químicos como plásticos, resinas e combustíveis, e durante o processo de refino do petróleo, podendo ser utilizado de três maneiras diferentes: 1) hidrotratamento, que é a remoção de impurezas como enxofre, nitrogênio e metais; 2) hidrodessulfurização, no qual o hidrogênio é usado para remover enxofre de produtos petrolíferos; e 3) *hydrocracking* (hidrocraqueamento), que é a quebra de moléculas grandes e complexas de hidrocarbonetos em frações mais leves e de maior valor.

Na indústria alimentícia, o hidrogênio é utilizado em reações de hidrogenação de olefinas e aromáticos, que são compostos usados na produção de plásticos, borrachas, solventes e outros materiais. Na siderurgia, o hidrogênio é usado no processo de redução direta do minério de ferro, como agente redutor em substituição ao carvão e no tratamento térmico como gás de proteção. Neste caso, uma das aplicações promissoras para redução das emissões é o uso do hidrogênio verde como agente redutor, a fim de remover o oxigênio do minério de ferro por meio de um processo limpo e sustentável (Hydrogen Europe, 2020; Stiftung, 2021). Também pode ser usado em substituição ao carvão no processo de transformação do ferro em aço e para reagir com o oxigênio em fornos para produzir um acabamento brilhante em peças de aço.

Segundo a BNEF (*Bloomberg New Energy Finance*), a produção de aço com hidrogênio poderia descarbonizar mais de 40 % da produção global até 2050.

Além de todas as utilidades mencionadas, o hidrogênio pode ser usado para geração de calor (aquecimento) em residências. Enquanto vetor energético limpo, o hidrogênio oferece um conjunto de benefícios sistêmicos, ao descarbonizar simultaneamente os setores de transporte, residencial, comercial e industrial (Brandon; Kurban, 2017). Com o aumento do foco em tecnologias de baixo carbono, o papel do hidrogênio na indústria tem potencial de expansão.

3.10 Viabilidade técnico-econômica

A análise de viabilidade técnica examina se os recursos, conhecimentos, habilidades e tecnologias necessários que estão disponíveis são adequados para a execução do projeto. Já a viabilidade econômica refere-se à análise detalhada para determinar se os benefícios financeiros esperados justificam os custos e investimentos necessários. A análise de viabilidade técnico-econômica é uma ferramenta essencial para a gestão de projetos e investimentos, ajudando a garantir que as decisões sejam baseadas em dados sólidos, equilibrando a viabilidade técnica com o retorno econômico, e reduzindo as chances de fracasso ou desperdício de recursos.

Na avaliação econômica, calcula-se o investimento inicial, que envolve os custos relacionados com aquisição de ativos (equipamentos, tecnologias e infraestrutura) (CAPEX), além de despesas com treinamento e instalação do projeto. No investimento inicial, entram os custos de desenvolvimento que são aqueles relacionados à preparação do projeto para ser executado (projetos, pesquisas e análises de mercado) e os custos de CAPEX que são todos aqueles investimentos que a empresa faz visando à geração de receita. Os custos de OPEX são aqueles que têm como finalidade manter o projeto em pleno funcionamento (Brigham; Houston, 2019).

O método utilizado para prever as receitas futuras é o fluxo de caixa descontado (Equação 3), que envolve projetar as entradas e saídas de dinheiro ao longo do tempo específico. Para isso, utiliza-se uma taxa de desconto.

$$\sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1+t)^n} \quad \text{Equação 3}$$

A partir dos fluxos de caixa futuros, pode-se determinar o VPL, TIR e o TPB. A primeira métrica a ser determinada é o VPL, descrito como a soma de todos os fluxos de caixa descontados (Equação 3) pelo custo de capital do projeto (Equação 4) (Brigham; Houston, 2019).

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+t)^1} + \frac{FC_2}{(1+t)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+t)^n} \quad \text{Equação 4}$$

Na Equação 3 e Equação 4, t é a taxa de desconto, n é o período que é analisado em anos, N é o período total e FC_n é o fluxo de caixa do ano n , e FC_0 é referente ao investimento inicial no ano zero, corresponde a um valor negativo.

Se o VPL de um projeto for positivo, recomenda-se fazê-lo e, analogamente, se for negativo, não recomenda-se. A TIR avalia a rentabilidade de um projeto ou investimento, identificada como a taxa que faz com que o VPL seja igual a zero (Brigham; Houston, 2019), ou seja, é a mesma expressão usada para determinar o VPL do projeto, exceto que, desta vez, precisa-se resolver em função da taxa de desconto dos fluxos de caixa (Brigham; Houston, 2019).

Gitman e Zutter (2017) argumentam que os métodos do VPL e da TIR são baseados em fluxos de caixa descontados a uma determinada taxa denominada taxa mínima de atratividade (TMA), sendo o retorno mínimo exigido para certo projeto de investimento. Ayrão (2018) conceitua a TMA como a taxa mínima de retorno que o investidor pretende conseguir ao realizar determinado investimento, sendo a rentabilidade do investimento futuramente, levando em consideração o CAPEX empregado no projeto. Pode-se considerar como critério para aceitação ou não de um projeto de investimento no que se refere à TIR, sendo que se ela for igual ou superior a TMA, o projeto pode ser aceito, ou seja, o investimento traz retorno. Já se a TIR se apresentar menor que a TMA, o projeto deve ser rejeitado, pois não há expectativa de retorno no projeto (Rodrigues; Melo, 2017). Outro critério que pode ser adotado para tomada de decisão é que se a TIR for maior que a taxa de desconto do projeto, o investimento é rentável (Brigham; Houston, 2019).

O tempo de *payback* descontado (TPB) é o tempo necessário para que os fluxos de caixa de um investimento superem seus custos (Brigham; Houston, 2019), sendo uma métrica muito útil por possibilitar ao investidor ter uma estimativa do ano que o projeto se torne rentável e todo o caixa gerado seria para a companhia. Não existe um consenso na literatura para um valor ideal de *payback*, sua aceitação depende do período de retorno aceitável estipulado pelo próprio investidor, desde que seja menor do que a vida operacional do projeto (Lima, 2019).

3.11 Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)

O LCOH (Equação 5) é um parâmetro amplamente utilizado em análises técnico-econômicas de plantas de hidrogênio, tratando-se de um indicador padronizado que permite a

comparação entre diferentes sistemas de produção, independentemente da tecnologia empregada ou da escala do projeto. Esse índice considera variáveis como CAPEX, OPEX, a vida útil da planta e a sua capacidade anual de produção, proporcionando uma visão integrada do custo por quilograma de hidrogênio ao longo do tempo.

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n OPEX, t}{\sum_{t=1}^n H_t} \quad \text{Equação 5}$$

Onde *CAPEX* representa o custo total de investimentos da planta, *OPEX* é o custo operacional no ano *t*, *H_t* é a quantidade de hidrogênio produzido no ano *t* em kg e *n* é a vida útil do projeto em anos. Essa equação não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo.

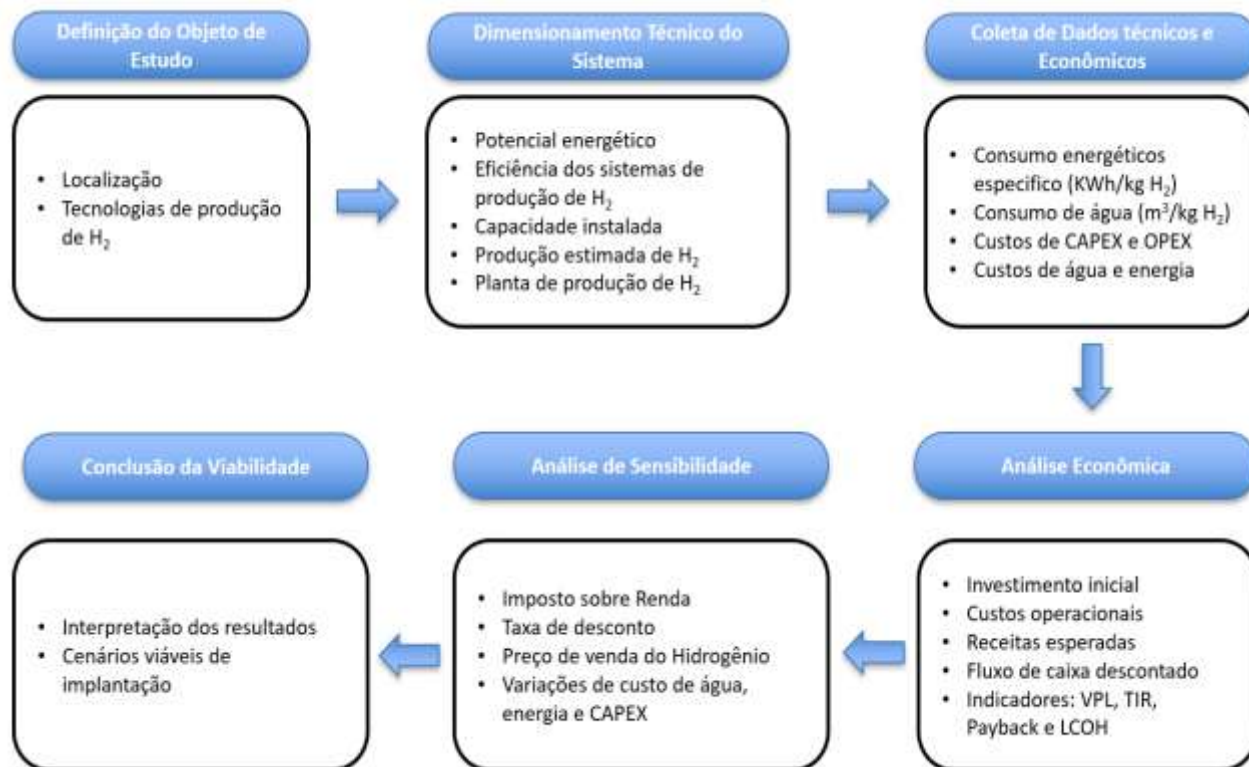
A análise de viabilidade técnico-econômica configura-se como uma ferramenta indispensável na gestão de projetos e investimentos, visando assegurar que as decisões sejam fundamentadas em dados robustos, equilibrando a disponibilidade de recursos técnicos com o retorno financeiro esperado. Para tanto, a avaliação econômica envolve o cálculo do investimento inicial, que compreende tanto os custos de desenvolvimento quanto o CAPEX, focado na aquisição de ativos e na geração de receita, e os custos operacionais (OPEX), essenciais para a manutenção contínua do projeto. A projeção de receitas futuras é realizada por meio do fluxo de caixa descontado, permitindo a determinação de métricas cruciais como VPL, TIR e TPB. Adicionalmente, o LCOH serve como um indicador padronizado para a comparação de diferentes sistemas de produção, como observado em estudos da literatura (Bungner; Campos, 2024; Pinheiro *et al.*, 2025; Guerra, 2023; Almeida, 2023; Matias, Camargo; Soares, 2022), os quais utilizaram dessa metodologia para fazer estudos relacionados ao hidrogênio verde. Dessa forma, a estrutura teórica estabelecida neste capítulo fornece a base metodológica e conceitual necessária para a análise da viabilidade técnica-econômica.

4 METODOLOGIA

A presente pesquisa foi desenvolvida com base em uma abordagem qualitativa e descritiva, com o objetivo de avaliar a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde no Estado do Maranhão. A metodologia adotada está estruturada em etapas sequenciais que integram tanto uma visão geral quanto uma abordagem detalhada dos elementos envolvidos na análise. A Figura 10 apresenta o fluxograma geral da metodologia, que resume as principais fases da avaliação realizada: definição do objeto de estudo, dimensionamento técnico do sistema, coleta de dados técnicos e econômicos, análise econômica, análise de sensibilidade e conclusão da viabilidade. Essa estrutura proporciona uma

visão sistêmica das ações realizadas ao longo do trabalho, permitindo compreender como os dados foram organizados e interpretados.

Figura 10 – Metodologia da pesquisa



Fonte: Autoria Própria

O processo inicia-se com a definição do objeto de estudo, etapa em que são estabelecidas a localização da planta e as tecnologias de produção de hidrogênio a serem consideradas. Em seguida, realiza-se o dimensionamento técnico do sistema, que envolve a análise do potencial energético da região, a eficiência dos sistemas de eletrólise, a capacidade instalada, a estimativa de produção anual de H_2 e o arranjo físico da planta.

Na fase de coleta de dados técnicos e econômicos, são levantados os principais parâmetros operacionais, como consumo específico de energia (kWh/kg H_2), consumo de água (m³/kg H_2), além do CAPEX, OPEX, energia elétrica e água. Esses dados subsidiam a análise econômica, em que são aplicadas técnicas de fluxo de caixa descontado para estimar os principais indicadores financeiros: VPL, TIR, TPB e LCOH. Essa etapa também contempla a estimativa de receitas e projeções de custos operacionais ao longo da vida útil da planta.

Posteriormente, é realizada a análise de sensibilidade, com o objetivo de verificar o impacto de variáveis-chave, como taxa de desconto, imposto sobre a renda, preço de venda do hidrogênio e oscilações nos custos de energia, água e CAPEX, sobre os resultados econômicos. Essa abordagem permite identificar os fatores críticos que afetam a viabilidade do projeto.

Dessa forma, testar o comportamento do projeto frente a cenários alternativos auxilia na mitigação de riscos e no embasamento de decisões estratégicas. Essa abordagem metodológica seguiu a linha adotada por Hill *et al.* (2024), que avaliou o custo do hidrogênio verde a partir da combinação de energia eólica *offshore* e eletrólise, considerando o impacto da variação de $\pm 20\%$ nos parâmetros adotados para mensurar a influência desses na viabilidade econômica da produção de hidrogênio renovável.

Por fim, a conclusão da viabilidade reúne a interpretação dos resultados e a indicação de cenários economicamente viáveis para a implantação da planta, orientando decisões técnicas e estratégicas fundamentadas. O fluxograma, portanto, sintetiza todas as etapas do estudo, garantindo clareza metodológica e coerência na análise conduzida.

A Figura 11 apresenta um fluxograma de informações mais detalhado relacionado a instalação da indústria de produção de hidrogênio, segmentado em cinco eixos principais: instalação, processo, armazenamento, transporte e comercialização. No eixo da instalação, são consideradas variáveis como localização da planta, infraestrutura logística, legislação e licenciamentos, além da disponibilidade de equipamentos. O eixo do processo aborda a escolha da tecnologia de eletrólise (AEL, PEM ou SOEC), as fontes de energias renováveis disponíveis no Maranhão (eólica e solar), a estimativa de produção e os insumos necessários, como água e sistema de tratamento. O eixo de armazenamento contempla as formas físicas do hidrogênio (gasoso, líquido e compostos intermediários), infraestrutura necessária, qualidade, segurança e normas técnicas. Em transporte, são analisados os modais viáveis (caminhão, gasoduto, navio), os custos logísticos e os riscos regulatórios. Por fim, o eixo da comercialização trata da análise de mercado, considerando aplicações industriais (siderurgia, fertilizantes, refino, energia e mineração) e as demandas interna e externa.

A associação entre as duas figuras (Figura 10 e Figura 11) permite articular uma visão macro e micro da metodologia adotada. Enquanto a Figura 10 oferece uma síntese estratégica das etapas, a Figura 11 detalha os critérios técnicos e operacionais necessários à tomada de decisão. Essa abordagem combinada assegura maior rigor metodológico, facilitando a análise integrada de viabilidade e contribuindo para uma tomada de decisão fundamentada quanto à implementação da planta de produção de hidrogênio verde no Estado do Maranhão. As próximas seções detalham os itens mencionados na Figura 11.

Figura 11 – Critérios técnicos e operacionais para tomada de decisão

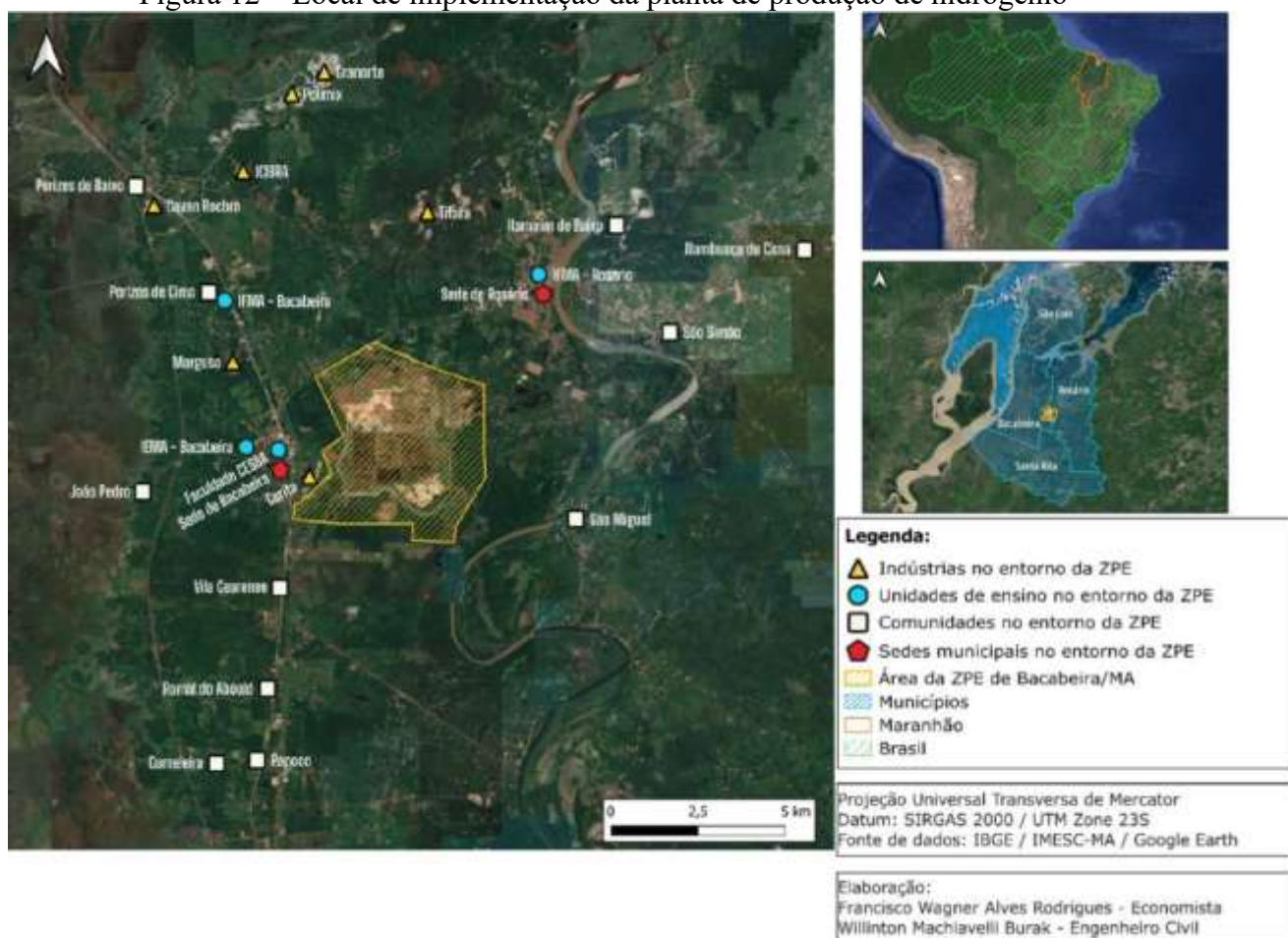
Instalação Indústria de Hidrogênio Verde					
	Instalação	Processo	Armazenamento	Transporte	Comercialização
	Verificar localidade - Localização - Incentivos Fiscais e Tributários Legislação e licenciamentos Instalações Físicas - Terreno - Infraestrutura - Portos - Estradas - Aeroportos Equipamentos para planta	Qual tecnologia será usada? - AEL - PEM - SOEC Fonte de energia - Fazer levantamento de fontes renováveis no estado (Eólica e Solar) - Estimativa de produção - Estimativa de custo com energia Fontes de matéria prima - Disponibilidade de fontes de água - Estimativa de custo Sistema de tratamento de água Esboço geral da planta de produção de Hidrogênio Detalhamento da tecnologia de eletrólise	Formas de armazenamento - Gasoso - Líquido - Compostos intermediários Capacidade e Infraestrutura Controle de qualidade e segurança Regulamentação e Normas Técnicas	Modais de transporte disponíveis - Caminhão - Gasoduto - Navio Custos e logística Riscos e Regulamentações	Mercado interno ou externo? - Siderúrgicas - Mineração - Produção de energia - Fertilizantes - Refinarias Análise de demanda

Fonte: Autoria Própria

4.1 Local de instalação

O local escolhido para instalação da planta de hidrogênio verde fica localizado no Estado do Maranhão, no município de Bacabeira. A região é uma ZPE e foi escolhida levando em consideração a disponibilidade de recursos naturais, a proximidade dos mercados consumidores e a infraestrutura disponibilizada. A referida área tem aproximadamente 20 km² ao Norte do Distrito Industrial de Bacabeira – DIBAC, localizada às margens das rodovias BR-135 (a Leste), que interliga a outros Estados e MA-110/BR-402 (ao Norte), que proporciona acesso ao litoral e a outros municípios; o limite a Oeste é a Ferrovia Transnordestina Logística – FTL. O perímetro é de 20.470,49 m, tendo 20.988.347,96 m² de área. A poligonal que delimita a área tem os seus vértices devidamente georreferenciados, limites e confrontações igualmente discriminados (Figura 12).

Figura 12 – Local de implementação da planta de produção de hidrogênio



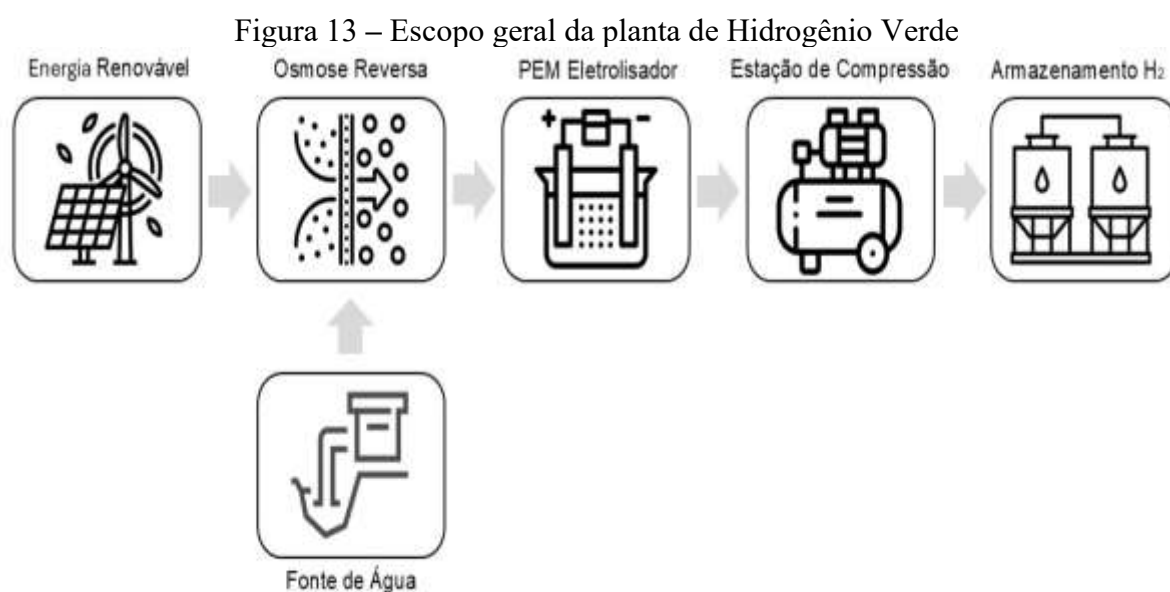
Fonte: Federação das Indústrias do Estado do Maranhão – FIEMA (2022)

Esse terreno foi desapropriado em 2009 pelo Estado do Maranhão e estava de posse da Petrobras em regime de comodato para implantação da Refinaria Premium I, o qual foram feitos

relevantes investimentos em estudos, projetos e obras de infraestrutura internas, com destaque para o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o seu consequente Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), obtendo as licenças ambientais preliminares. Esses levantamentos devem ser atualizados para que se dê amparo ao pedido de concessão de novas licenças ambientais.

4.2 Planta de Hidrogênio verde

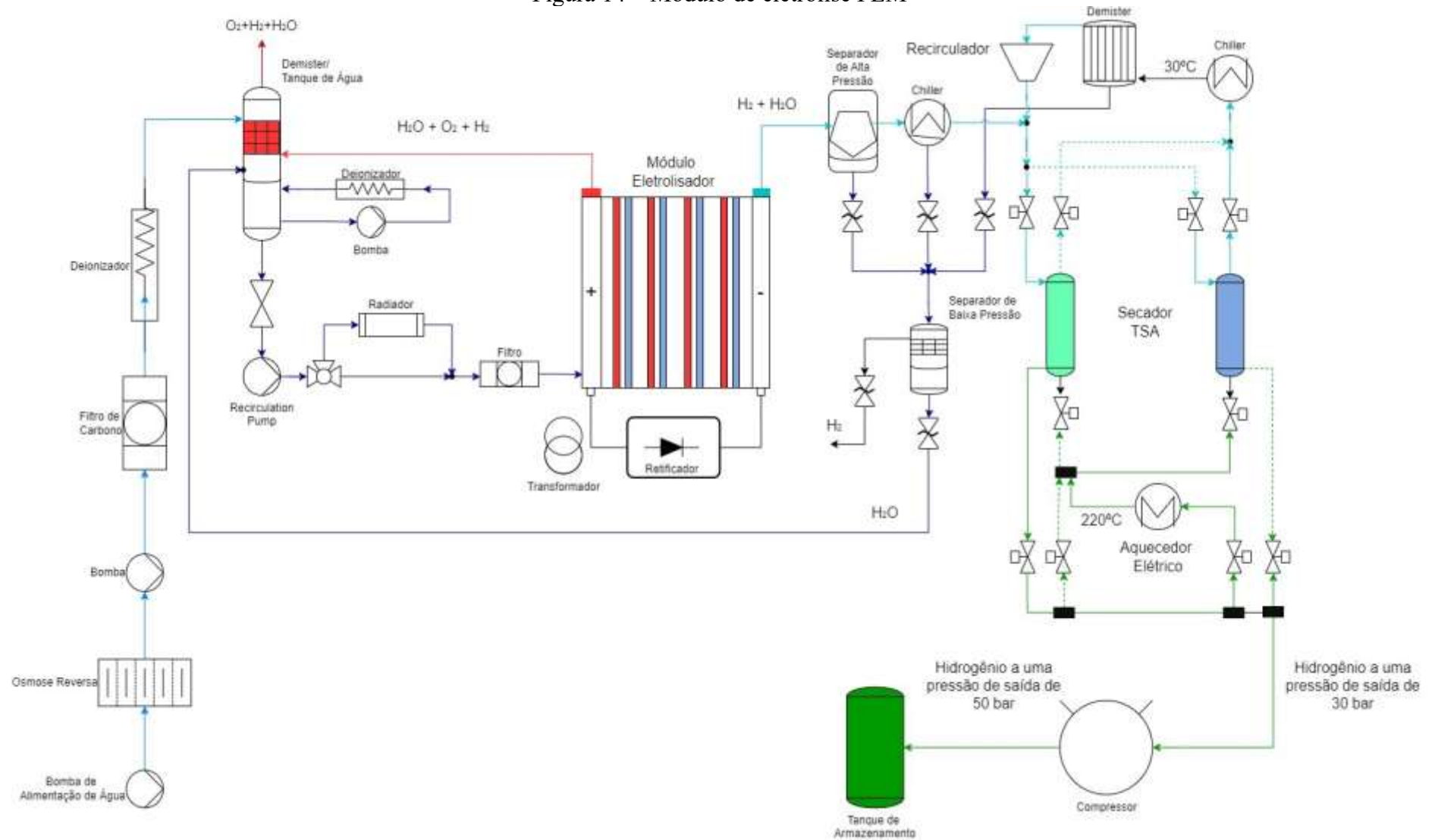
O escopo geral da planta de uma indústria de produção de hidrogênio está exposto na Figura 13. A escolha de uma planta de 5 MW para o estudo de viabilidade da produção de hidrogênio verde no Maranhão justifica-se por se tratar de uma fase inicial de pesquisa, que requer uma escala compatível com análises técnico-econômicas preliminares. Essa capacidade permite representar um projeto de médio porte, com menor complexidade operacional, ao mesmo tempo em que se aproveita a ampla disponibilidade de energia renovável no Estado e a infraestrutura já existente. Inicialmente, a produção de hidrogênio verde seria direcionada prioritariamente ao atendimento da demanda interna da própria ZPE e de suas empresas integrantes (Federação das Indústrias do Estado do Maranhão – FIEMA, 2022). Ademais, a potência selecionada está alinhada à capacidade de suporte da rede elétrica local, o que minimiza a necessidade de grandes adequações no sistema de transmissão e distribuição, problema já elencado por Fussuma *et al.* (2024), que alertam para o aumento do fluxo de potência e sobretensões associado a produção de energia renováveis.



Fonte: Autoria Própria

A fonte de água utilizada é a do rio Itapecuru, próximo a localidade, que após captada, passa por um tratamento através de um filtro de osmose reversa antes de ser injetada no eletrolisador, onde ocorre a produção de hidrogênio verde, que é comprimido e armazenado em tanques. A tecnologia escolhida foi a PEM, com base nos dados da Tabela 8 e Tabela 9, que apresentam as características e a comparação entre as duas principais tecnologias comerciais atualmente disponíveis no mercado: AEL e PEM.

Na Figura 14 está representado um módulo de eletrólise PEM, acompanhado por um sistema de osmose reversa e um compressor, equipamentos essenciais para a operação integrada de uma planta de produção de hidrogênio verde.



Fonte: Adaptado de H₂NEW – *U.S. Department of Energy. DOE Hydrogen Program* (2022)

A planta de eletrólise pode ser dividida em 4 *drives* (componentes funcionais, subsistemas, que trabalham em conjunto): pilha, eletrônicos de potência, condicionamento do gás e o equilíbrio da planta. A pilha representa o principal fator de custo das tecnologias de eletrolisadores, a qual é composta por células, camadas de transporte, placas bipolares, placas terminais e várias peças menores, constituindo 60 % das despesas com eletrolisador (IRENA, 2020). Os eletrônicos de potência são os equipamentos sólidos usados para o controle e conversão de energia elétrica, sendo um custo cerca de 15 % em um sistema PEM. O condicionamento de gás compreende a uma compressão mecânica do gás a uma pressão definida e secagem do gás para purificar o hidrogênio bruto (Tjarks *et al.*, 2018). Nesse processo, o hidrogênio é purificado para 99,5 – 99,9999 % e comprimido a mais de 50 bar, para que seu armazenamento seja facilitado (IAV, 2019), equivalendo a 10 % dos custos do eletrolisador. O último *drive* é o balanço da planta que engloba os componentes como equipamentos de recuperação e rejeição de calor, sistema de transporte de material de processo (bombas, válvulas e tubulações), de controle, segurança, coleta e descarte de resíduos, equipamentos para manutenção e reparo, aquecimento/resfriamento/ventilação/ar condicionado, fornecimento e distribuição de energia e outros (Ward, 2006), equivalendo a 15 % do custo do eletrolisador.

Ashleigh *et al.* (2023) fizeram um levantamento dos equipamentos usados na indústria de produção de hidrogênio, trazendo cotações para tecnologia PEM e aparelhos de osmose reversa, a qual é utilizada para dessalinização, sendo a tecnologia mais amplamente usada e com menor gasto de energia (Tayeh, 2024). Assim, os valores de CAPEX dos equipamentos do *drive* da planta de eletrólise foram retirados do trabalho citado, baseado na capacidade da planta avaliada nesta dissertação (5 MW). Seguindo a mesma lógica, os valores de CAPEX do compressor e do tanque foram obtidos a partir do estudo de Matute, Yusta e Naval (2022), que apresenta um modelo técnico-econômico para projetos de hidrogênio verde baseados em eletrólise alimentada por contratos de energia fotovoltaica. A Tabela 10 traz o CAPEX, OPEX e a descrição de todos os equipamentos necessários para a implantação de uma planta de hidrogênio com capacidade de 5 MW. Todos os valores usados foram levados em consideração o ano de divulgação e trazidos para o valor presente e feito a conversão com o valor da libra esterlina e do dólar para o real, segundo dados do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). Para tal processo, foi utilizado o site: <https://www.bcb.gov.br/conversao>. O valor atualizado é obtido através da multiplicação do valor inicial pelo fator acumulado do IPCA no período.

Tabela 10 – CAPEX e OPEX – sistema de eletrólise

Equipamento	Potência	Produção Hidrogênio (kg/dia)	Quantidade de água (m³/dia)	Quantidade de energia (MW/dia)	CAPEX	CAPEX (R\$) atualizado em 21/11/2024	Manutenção
Eletrolisador ¹ (Hylzer 1000-30)	5 MW	1.984,80	33,543	103,2096	7.840.000 GBP ³	50.617.085,88	2,97 % CAPEX
Compressor ²	–	2.400,00	–	3,9696	500.000 EUR	3.376.926,77	–
Tanque ²	–	–	–	–	2.000.000 EUR	13.507.707,09	–
Osmose Reversa (5 KWh/m³) ¹	–	–	50 33,543	0,1677156	140.074,6 3 GBP ³	904.379,47	12,73 % CAPEX

¹Ashleigh *et al.* (2023); ²Matute; Yusta; Naval (2023); ³Libra Esterlina Britânica (£).

Fonte: Autoria Própria

4.3 Balanço de massa e energia

Para efetuar o balanço de massa e energia, considerou-se uma planta de potência de 5 MW, sendo que o eletrolisador disponível para esse tamanho é o modelo *Hylzer 1000-30* do fabricante *Cummins*. Com isso, os dados de consumo de energia, água e capacidade de produção estão descritos na Tabela 11.

Tabela 11 – Dados eletrolisador Hylzer 1000-30

Modelo Eletrolisador	Fabricante	Potência MW	Consumo de Energia (KWh/Kg H ₂)	Consumo de água (L/kg H ₂)	Capacidade de produção (kg/h)
Hylzer 1000-30	Cummins	5	52	16,9	82,7

Fonte: *Hydrogenics* (2021); *Green Hydrogen* (2022).

A partir dos dados da Tabela 11, estimou-se as quantidades de água e energia necessárias assim como a de hidrogênio produzidas diariamente, mensalmente e anualmente (Tabela 12). A quantidade de energia considerada também levou em consideração o custo com o filtro de osmose reversa (5 kWh/m³) e com o compressor (2 kWh/kg de H₂ comprimido).

Tabela 12 – Balanço de massa, energia e hidrogênio

Tempo	Água (m ³)	Energia (MW)	Produção de H ₂ (kg)
Diária	33,54	107,35	1.984,8
Mensal	1.006,29	3.220,41	59.544
Anual	12.075,52	38.644,89	714.528

Fonte: Autoria Própria

4.4 Insumos – Água e Energia

A concessionária responsável pela rede de distribuição de água no município de Bacabeira é a CAEMA (Companhia de Saneamento Ambiental do Maranhão), a qual afirma que tem capacidade para atender à ZPE. No local está prevista a captação de água bruta diretamente do rio Itapecuru, localizado a aproximadamente 800 metros do limite sul da ZPE, e o consumo das unidades industriais instaladas na região está previsto para ser suprido por um sistema próprio da ZPE, mediante outorga requerida junto ao Órgão Estadual do Meio Ambiente. Além dessa fonte, a zona conta com quatro poços artesianos, cada um com vazão superior a 10 mil litros/hora (FIEMA, 2022). Na Tabela 13, contém as tarifas industriais da CAEMA que entraram em vigor em 2024.

Tabela 13 – Tarifas de água CAEMA		
Tarifa industrial no Maranhão de água		
Faixas de consumo (m ³ /economias/mês)	Tarifa (R\$)	INPC* (R\$)
Até 15	13,57	17,87
16 – 100	11,93	15,71
Excedente de 100	10,23	13,47

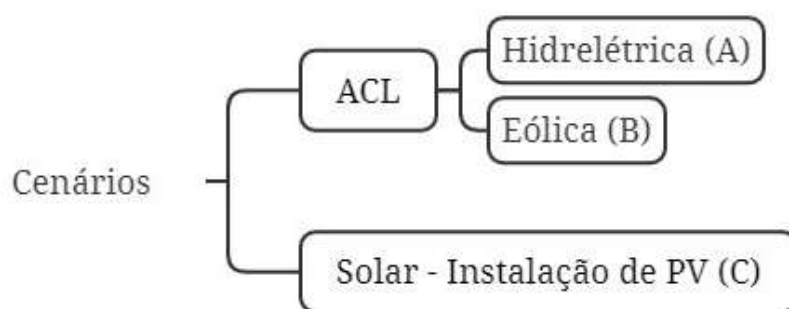
*Índice Nacional de Preços ao Consumidor. Fonte: CAEMA (2024)

A partir dos dados expostos na Tabela 12, que define o volume de água e da Tabela 13, que define as tarifas, calculou-se o gasto mensal (R\$ 10.430,15) e anual (R\$ 125.161,84) com água, seguindo os moldes dispostos no site da concessionária.

Quando analisada a disponibilidade de energia na ZPE de Bacabeira, verifica-se que há ampla oferta de energia elétrica proveniente do SIN, dentro do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) (FIEMA, 2022). As empresas que vierem a se instalar na região também têm a possibilidade de adquirir energia por meio do ACL, o que permite a compra de energia limpa proveniente de fontes renováveis. Na região de Bacabeira pode ser instalado painéis fotovoltaicos para geração de energia solar e também apresenta um potencial para energia eólica.

Para esta dissertação, considerou-se três possíveis cenários para fornecimento de energia para a planta de hidrogênio (Figura 15). Os dois primeiros são baseados na compra de energia no ACL de energia, sendo o cenário A de fonte hidrelétrica e o B de fonte eólica. O terceiro cenário leva em consideração a instalação de painéis fotovoltaicos no local de instalação da planta de eletrólise.

Figura 15 – Cenários para fornecimento de energia



Fonte: Autoria própria

Como esta dissertação tem objetivo de produzir hidrogênio verde, apenas pode ser considerada energia renovável. Com isso, a Tabela 14 consta o preço médio dos leilões de

energia de fontes renováveis dos últimos cinco anos (2020 – 2024), os quais a variação de preço entre os anos é mínima.

Tabela 14 – Preço médio do leilão de energia

Fonte Energética	Preço Médio por Fonte (R\$/MWh)
Hidrelétrica (UHE)	225,92
Hidrelétrica (PCH)	309,46
Hidrelétrica (CGH)	312,34
Eólica	248,41
Solar Fotovoltaica	383,80

Fonte: CCEE – Leilão

Para certificação da energia renovável no ACL, é utilizado o sistema internacional I-REC (*International Renewable Energy Certificates* – Certificados Internacionais de Energia Renovável), um sistema global de rastreamento de atributos ambientais de energia, que através dele as empresas podem comprovar se a energia gerada ou consumida é de origem renovável. Assim, na Tabela 15 está discriminado os valores mensais e anuais de energia gastos na planta de hidrogênio levando em consideração a compra no ACL e as duas fontes renováveis com menor custo (hidrelétrica e eólica).

Tabela 15 – Custo com energia hidrelétrica e eólica no ACL

Tipo de energia	Mensal (R\$)	Anual (R\$)
Hidrelétrica	727.554,46	8.730.653,46
Eólica	799.981,42	9.599.777,03

Fonte: Autoria Própria

O terceiro cenário (C) leva em consideração a localização do Estado do Maranhão, que apresenta grande potencial para instalação de usina fotovoltaica, pois apresenta uma produção satisfatória de energia solar durante todo o ano, como já foi previamente evidenciado na seção 3.3. Para mensurar esse cenário, primeiramente deve-se calcular a potência instalada total em kWp (quilowatt-pico) (Equação 6). Método semelhante foi utilizado nos trabalhos de Almeida et al. (2016) e Vaz (2023).

$$P_{UFV} = \frac{E \cdot G}{H_{tot} \cdot PR} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

P_{UFV} – Potência de usina fotovoltaica instalada total em kWp;

E – Energia elétrica média diária gerada pela UFV em kWh/dia;

G – Irradiação em condições de teste padrão = 1 dado em kW/m²;

H_{tot} – Irradiação solar incidente no plano dos módulos em kWh/m².dia;

PR – Performance Ratio (Taxa de desempenho) da UFV padrão.

Para efetuar o cálculo, utilizou-se alguns parâmetros já definidos na literatura. Uma PR média de 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar no Brasil (Volpato, 2022). A região de Bacabeira/MA possui irradiação direta normal de 4,066 kWh/m².dia (ATLAS SOLAR BRASIL, 2025). O valor diário estimado de energia elétrica considerado foi de 108 MWh/dia (Tabela 12). Aplicando-se os valores previamente mencionados, obtêm-se que a indústria necessita de 33.202,16 kWp de potência instalada para suprir a demanda. Para trabalhar com uma margem maior, o custo da usina fotovoltaica foi dimensionado para 34 MWp (Megawatt-pico). Segundo dados da EPE (2020), uma usina solar fotovoltaica custa em média R\$ 4.000,00/kWp. Logo, o CAPEX de uma usina dimensionada para este projeto é de aproximadamente R\$ 136.000.000,00. Os valores de OPEX de uma usina solar costumam variar entre 1 a 2 % do CAPEX do projeto (EPE 2020). O detalhamento da usina solar está descrito na Tabela 16.

Tabela 16 – Dados painéis fotovoltaicos

Usina solar	
Potência instalada (MWp)	34
Quantidade de painéis de 700 Wp	48.571
Área mínima ocupada (m ²)	140 a 180.000
Produção média mensal (MWh/mês)	3.916,8
Produção média anual (MWh/ano)	47.980,8
Valor médio do investimento (R\$)	136.000.000,00

Fonte: Autoria Própria

A indústria de produção de hidrogênio verde avaliada neste estudo opera com conexão em média tensão, sendo enquadrada como unidade consumidora do Grupo A (consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou aqueles com sistema de distribuição subterrânea), Subgrupo A3, correspondente às unidades conectadas em tensão de 69 kV (alta tensão). Nesse contexto, a classificação tarifária aplicável à unidade permite sua inserção na modalidade tarifária Azul APE (Autoprodução de Energia) ou no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conforme regulamentações da ANEEL. As tarifas praticadas pela concessionária local estão descritas na Tabela 17.

Tabela 17 – Tarifas TUSD* Equatorial

Subgrupo	Modalidade	Acessante	Posto	Tarifas de aplicação		
				TUSD*		TE ¹
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A3	Azul	Não se aplica	P ²	27,48	46,10	377,46
			FP ³	12,99	46,10	235,02
	Azul APE	Não se aplica	P ²	27,48	10,46	0
			FP ³	12,99	10,46	0
	SCEE	Não se aplica	P ²	27,48	46,10	37,19
			FP ³	12,99	46,10	37,19

*Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição; ¹Tarifa de Energia; ²Posto tarifário ponta (período de três horas consecutivas, definido pela distribuidora de energia, durante o qual a tarifa de energia elétrica é mais elevada devido ao maior consumo na rede); ³Posto tarifário fora de ponta (períodos do dia em que o consumo de energia elétrica é menor, geralmente fora do horário de pico). Fonte: Equatorial (2024).

A modalidade Azul APE é voltada para consumidores localizados em áreas com elevada capacidade de geração e escoamento de energia, como o Estado do Maranhão. Essa modalidade oferece tarifas diferenciadas e, em geral, mais vantajosas do que as praticadas nas modalidades convencionais, em especial no que se refere à TUSD. Os valores praticados para consumidores classificados como APE tendem a ser inferiores devido à localização estratégica em áreas com disponibilidade de infraestrutura elétrica e menor custo de escoamento. Assim, optar pela modalidade Azul APE representa uma escolha economicamente favorável, especialmente para empreendimentos de grande porte e consumo intensivo de energia, como é o caso da indústria de hidrogênio verde.

A unidade também pode ser classificada como participante do SCEE, ao operar com uma usina fotovoltaica própria que supre parte significativa de sua demanda energética. Nesse modelo, parte da energia gerada é consumida instantaneamente pela planta industrial e o excedente é injetado na rede pública. A energia injetada pode ser posteriormente compensada com o consumo em horários distintos, de acordo com os critérios estabelecidos na Lei nº 14.300/2022, que rege a MMGD no Brasil. Tal enquadramento permite à indústria atuar como autoprodutora de energia elétrica, desde que cumpridos os requisitos técnicos e regulatórios definidos para essa condição.

Baseado nos critérios descritos pela ANEEL, a partir dos dados de previsão de irradiação normal direta por mês do Atlas Solar 2025 (ANEXOS), dos valores de consumo da indústria de hidrogênio e da produção de energia da usina, pode-se fazer uma estimativa do quanto se produz e consome e quanto se injeta na rede mensalmente. As etapas estão descritas na Figura 16 e a estimativa dos cálculos constam no APÊNDICE A.

Figura 16 – Etapas de cálculo da TUSD



Fonte: Autoria Própria

A partir desses dados, estimou-se o gasto com TUSD nas duas possíveis modalidades de classificação conforme exposto na Tabela 18.

Tabela 18 – Gastos com TUSD

Meses	Injetado (MWh)	TUSD APE (R\$)	TUSD SCEE (R\$)
Jan	36,829708	385,24	1.697,85
Fev	33,523296	350,65	1.545,42
Mar	49,776908	520,67	2.294,72
Abr	36,324896	379,96	1.674,58
Mai	52,034508	544,28	2.398,79
Jun	71,14412	744,17	3.279,74
Jul	79,60332	832,65	3.669,71
Ago	89,274532	933,81	4.115,56
Set	88,159332	922,15	4.064,15
Out	86,908132	909,06	4.006,46
Nov	71,376932	746,60	3.290,48
Dez	48,48652	507,17	2.235,23
Total	743,442204	7.776,41	34.272,69

Fonte: Autoria Própria

Além da economia proporcionada pela autogeração e compensação de energia, a unidade também pode ter acesso a incentivos adicionais, como descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e TUSD, previstos nas Resoluções Normativas ANEEL nº 876/2020 e nº 1.059/2023. Esses benefícios são aplicáveis especialmente a empreendimentos que utilizam fontes renováveis, como a solar fotovoltaica. Assim, é mais vantajoso para indústria ser classificada como Azul APE, pois os valores das tarifas são menores e como a energia produzida no local é toda consumida no local, não há necessidade de compensação em outra localidade do Estado para ser enquadrada como SCEE e tão pouco se faz necessário o pagamento da TUST.

4.5 Análise Econômica

Para realização dos cálculos de viabilidade econômica, utilizou-se o tempo de vida útil da planta de 20 anos, valor comum para as plantas de eletrólise. Primeiramente, calculou-se o CAPEX que corresponde ao custo inicial de um projeto e envolve a compra de ativos a longo prazo, utilizados durante toda a vida útil do projeto.

De acordo com Turton *et al.* (2009), existem cinco classificações de estimativas de custo de capital: detalhada, definida, preliminar, do estudo e da ordem de grandeza. A estimativa utilizada nesta dissertação é a do estudo. Neste tipo, utiliza-se uma lista dos principais equipamentos do processo (bombas, compressores e turbinas, colunas e vasos, aquecedores de combustão e trocadores), onde cada peça do equipamento é dimensionada aproximadamente e o custo aproximado é determinado. Essa abordagem fornece estimativas precisas na faixa de - 25 a +40 %.

O CAPEX de um projeto pode ser dividido em quatro tipos: 1) Despesas diretas (custo do equipamento, materiais para instalação e mão de obra para instalação); 2) Despesas indiretas (frete, seguros e impostos, despesas trabalhistas e despesas de engenharia do contratante); 3) Contingência e Taxa (fator para cobrir circunstâncias imprevistas); e 4) Instalações auxiliares (sites, edifícios auxiliares e outros). Turton *et al.* (2009) trazem os índices de custo de uma planta química (Tabela 19). Caso não haja uma estimativa do CAPEX para uma planta do processo analisado, deve-se usar os princípios dimensionados.

Tabela 19 – Custos de capital (CAPEX)

CAPEX	
Custos diretos da planta	Descrição
Equipamentos comprados	Soma de todos os equipamentos adquiridos para a planta química
Instalação dos equipamentos	22 % equipamentos comprados
Instrumentação e controle	7 % equipamentos comprados
Tubulações	20 % equipamentos comprados
Sistemas elétricos	5 % equipamentos comprados
Construção	10 % equipamentos comprados
Terreno estimado	–
Custos Indiretos da planta	
Engenharia e supervisão	10 % equipamentos comprados
Despesas de construção	7 % equipamentos comprados
Despesas legais ¹ (%)	3
Taxa do contrato ¹ (%)	6
Contingência ¹ (%)	15

Fonte: Adaptado Turton *et al.* (2009), ¹León *et al.* (2023).

Os autores também trazem elementos para o cálculo do custo de operação, levando em consideração os custos diretos: custo de matéria-prima, tratamentos de resíduos, utilidades como combustíveis, energia, água, mão de obra que abrange o operacional, administrativo, supervisão e outros, manutenção e reparos, suprimentos operacionais, como papéis, filtro, roupas, taxas de laboratório necessários para controle de qualidade e patentes e *royalties*. O segundo grupo de custo de operação são os custos fixos, que não são afetados pelos níveis de produção. Temos como exemplo a depreciação, impostos e seguros locais e custos indiretos como serviços de folha de pagamento e contabilidade, despesas e benefícios com funcionários. O último grupo é classificado como despesas gerais, que não são relacionadas diretamente ao processo de fabricação, os quais são os custos administrativos (salários, administrações, prédios), de distribuição e vendas e com pesquisa e desenvolvimento.

O custo de fabricação é a soma dos custos diretos de fabricação, os custos fixos de fabricação e as despesas gerais. A partir disso, calculou-se o OPEX para a planta que corresponde aos gastos operacionais recorrentes, como custos de mão de obra, manutenção, impostos, *marketing* e publicidade, treinamentos e abastecimento de água e energia. Para composição do OPEX do projeto, foram utilizados os dados da Tabela 20.

Tabela 20 – Custos de operação (OPEX)

OPEX	
Custos diretos da produção	Descrição
Água e energia	–
Salários diretos	–
Custos diretos de supervisão	18 % dos salários diretos
Manutenção e reparos	6 % do capital investido
Suprimentos operacionais	0,9 % do capital investido
Laboratório	15 % dos salários diretos
Custos indiretos de produção	
Depreciação	10 % capital investido
Impostos locais	3,2 % capital investido
Seguros	0,7 % capital investido
Custos overhead	(50 e 70 %) (salários diretos + custos diretos de supervisão + manutenção e reparo)
Despesas administrativas	15 % (salários diretos + custos de supervisão + manutenção e reparo)
Distribuição e venda	11 % COM (Custos totais com manutenção)
Pesquisa e desenvolvimento	5 % COM

Fonte: Adaptado de Turton *et al.* (2009).

Para o cálculo do custo de mão de obra operacional (salários diretos) (Equação 7), utilizou-se a metodologia proposta por Alkayat e Gerrad, a qual foi elaborada com base em dados obtidos de cinco empresas químicas e está descrita em Turton *et al.* (2009).

$$N_{ol} = (6,29 + 31,7p^2 + 0,23N_{mp})^{0,5} \quad \text{Equação 7}$$

Onde, N_{ol} é o número de operadores, p é o número de etapas envolvendo o manuseio de sólidos particulados e é igual a zero para a planta estudada e N_{mp} é igual ao número de equipamentos envolvidos em todo o processo.

Para o cálculo do número de operadores, considerou-se a Figura 14, que apresenta 25 equipamentos necessários para o funcionamento da planta de hidrogênio verde, desde a captação de água até o armazenamento do produto. Esse valor foi aplicado na Equação 7, resultando em aproximadamente 3,47 operadores por turno. Segundo Turton *et al.* (2009), um operador trabalha, em média, 49 semanas por ano, com cinco turnos de 8 horas semanais, totalizando 245 turnos anuais por operador. Uma planta química, por sua vez, opera 24 horas por dia, o que corresponde a 1.095 turnos anuais (365 dias/ano $\times$ 3 turnos/dia). Assim, para cada operador necessário por turno (valor da equação 7), deve-se contratar cerca de 4,5 operadores. Aplicando-se esse fator ao valor obtido na equação, chega-se a 15,57 operadores, arredondado para 16. Considerando a operação em cinco turnos semanais de oito horas, estima-se um total de 80 operadores para garantir o funcionamento integral da planta. O valor médio

do salário da indústria no Maranhão é de R\$ 3.339,10 (FIEMA, 2022). O detalhamento dos custos com salário está na Tabela 21.

Tabela 21 – Custo com salários diretos

Nº de operadores	Salário médio da indústria no MA (R\$)	Custo mensal com salários diretos (R\$)	Custo anual com salários diretos (R\$)
80	3.339,10	267.128,00	3.205.536,00

Fonte: Autoria própria

Após os cálculos de CAPEX, OPEX, custos fixos e variáveis, calculou-se o fluxo de caixa que possibilitou o cálculo do VPL, TIR, LCOH e TPB. As principais considerações adotadas para análise técnico-econômica estão descritas na Tabela 22.

Tabela 22 – Parâmetros para estudo de viabilidade econômica

Parâmetros	Definição
Localização da Planta	ZPE – Bacabeira, Maranhão
Ano da análise de custo	2024
Tempo de vida (anos)	20
Dias por ano	360
Horas por dia	24
Imposto sobre a renda (%)	34
Taxa de crescimento (%)	5
Taxa de desconto (%)	10
Taxa de câmbio (R\$)	5,80
Modelo de depreciação	Linear 10 %
Preço de venda do H ₂ (USD)	10

Fonte: Autoria Própria

O modelo de depreciação adotado nesta análise foi o linear, e a taxa de desconto considerada foi de 10 %, valor amplamente utilizado em estudos da área e praticado pelo NREL, laboratório de referência internacional no setor de energia renovável. Essa mesma taxa foi empregada em trabalhos desenvolvidos por Ildefonso e Martins Neto (2024), Pinheiro *et al.* (2025) e López-Gómez *et al.* (2020), conferindo respaldo metodológico à escolha. Além disso, a análise econômica foi realizada considerando um horizonte temporal de 20 anos, período comumente adotado em estudos sobre viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde, como evidenciado por Santana *et al.* (2023), Berghe (2024) e Pinheiro *et al.* (2025). Para a primeira avaliação econômica, considerou-se uma alíquota de 34 % de imposto sobre a renda, conforme o regime fiscal padrão. Empresas/indústrias instaladas no Estado do Maranhão estão sujeitas a essa mesma alíquota, conforme seus respectivos relatórios de transparência fiscal (VALE, 2024; ENEVA, 2021). Para correção monetária das receitas de produção de hidrogênio, foi considerado IPCA de 5 %, compatível com o histórico do país entre 2010 e 2025. Estudos

como os de Miranda (2023) e Bungner e Campos (2024) também utilizaram esse mesmo índice, reforçando sua adequação para análises econômico-financeiras do setor.

No entanto, destaca-se que empresas instaladas em ZPE contam com isenção de diversos tributos federais, como o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), o Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Imposto de Importação (II), além da redução de até 75 % no Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) sobre o lucro da exploração, quando o empreendimento for aprovado por órgãos como a SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) ou a SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia). Esses incentivos fiscais resultam em uma carga tributária total consideravelmente menor em relação ao regime fiscal padrão, que normalmente alcança 34 % sobre o lucro tributável (ZPE CEARÁ, 2024; BRASIL, 2023).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A planta de hidrogênio verde avaliada seria instalada na região de Bacabeira/MA, local escolhido devido à criação de uma ZPE pelo Decreto 12.131 de 7 de agosto de 2024. A região apresenta localização estratégica em relação ao mercado mundial, possui integração a um modal inteligente e disponibilidade de insumos. O entorno da ZPE apresenta uma malha ferroviária bem desenvolvida (FTL) e a Estrada de Ferro Carajás (EFC). As rodovias garantem o escoamento de mercadorias a diferentes regiões do país e contribui para integração logística e o transporte de insumos e produtos para todo o país.

Quando analisa-se a estrutura portuária, a ZPE fica a 42 km de distância do complexo portuário de São Luís, que conta com três portos (Itaqui, Alumar e Ponta da Madeira). Vale salientar que ainda existem dois projetos em fase de planejamento para a região portuária: Terminal portuário do Mearim, com instalação no município de Bacabeira a noroeste da ZPE e o Terminal portuário de São Luís (FIEMA, 2022). Essa proximidade com os portos facilita a importação de matérias-primas, bem como o escoamento e transporte de mercadorias, reduzindo custos logísticos e aumentando a eficiência das operações industriais. Além disso, possibilita a diversificação das rotas de exportação e importação, permitindo o acesso a novos mercados e oportunidades comerciais.

Atualmente, no Brasil existem 13 ZPEs, podendo usufruir de incentivos aduaneiros, cambiais e fiscais, como estabelecido na Lei nº 11.508/2007. Dentre os benefícios, citam-se aquisições/contratações no mercado interno e importações de insumos, de ativos imobilizados e de serviços com suspensão de tributos federais, conversível em isenção ou alíquota zero caso o produto venha a ser exportado.

A viabilidade econômica do hidrogênio verde depende, entre outros fatores, da existência de um mercado consumidor que justifique investimentos na produção e infraestrutura associada. Entre os principais consumidores em potencial, destaca-se indústrias de alumínio no Estado, cujos processos eletrointensivos exigem grandes volumes de energia elétrica, podendo ter o hidrogênio verde utilizado tanto como insumo térmico quanto em processos auxiliares de descarbonização da cadeia produtiva. Outra possível aplicação é a utilização de hidrogênio verde nas locomotivas com atividades logísticas e de beneficiamento mineral, pelletização e redução direta do minério de ferro sendo uma possibilidade futura concreta, facilitando rotas de descarbonização.

Termelétricas a gás natural e carvão no Maranhão podem incorporar o hidrogênio como combustível alternativo ou misto em suas usinas, contribuindo para a redução de emissões de GEE e o atendimento a metas de sustentabilidade corporativa. No setor de fertilizantes, tendo em vista a viabilidade da produção de amônia verde, produto derivado do hidrogênio, essencial para a fabricação de fertilizantes nitrogenados. Em relação a amônia, o Brasil importa 82 % da sua demanda, apresentando uma dependência de mercados externos (FIEMA, 2022). Com a produção no Maranhão e com as vantagens da ZPE, essa balança pode ser revertida.

Além dessas aplicações, outras indústrias, como siderúrgicas produtoras de ferro gusa, metalúrgicas, refinarias e setores de transporte pesado (ferroviário, rodoviário e marítimo) também se destacam como consumidores potenciais, seja para uso energético, térmico ou químico do hidrogênio. A diversidade industrial do Estado e o crescimento da demanda por soluções de baixo carbono indicam um cenário promissor para o consumo interno, complementado pela possibilidade de exportação para mercados internacionais interessados em combustíveis sustentáveis.

A análise de viabilidade técnico-econômica foi feita para uma planta de 5 MW, dimensionando-se os equipamentos que melhor se adequaram para a capacidade desejada. Os equipamentos avaliados foram: 01 equipamento de osmose reversa, 01 eletrolisador, 01 compressor e 01 tanque de armazenamento (Figura 14). O custo total com equipamentos foi de R\$ 67.501.719,74 (US\$ 11.638.227,50), compatível com estudos da IEA (2019) e EPE (2021), que dimensiona que o custo de CAPEX da planta de hidrogênio deve ficar na faixa de € 500 a 2.000/kW (US\$ 555 a 2.222/kW) no horizonte de curto a longo prazo, incluindo o conjunto eletrolisadores e infraestrutura auxiliar, sendo que o custo está mais próximo do limite superior.

A produção diária estimada é 1.984,8 kg H₂, e, para isso, são necessários 33,54 m³ de água e 107,35 MW de energia. Para obtenção de água, pode-se ter duas possíveis fontes: um poço artesiano que supra a necessidade diária ou pode ser feita a captação de água do rio

Itapecuru (800 metros da ZPE). A região conta com quatro poços artesianos com vazão superior a 10 m³/hora cada um, podendo, assim, suprir a necessidade diária da planta (FIEMA, 2022). Em relação à fonte de energia, considerou-se três possíveis cenários. O cenário A previu a compra de energia hidrelétrica no ACL; para o cenário B, a aquisição de energia foi proveniente de fonte eólica, também no ACL; e o cenário C contemplou a instalação de um sistema fotovoltaico integrado à planta de produção de hidrogênio, de forma autônoma. Na Tabela 23, estão descritos os custos anuais com água e energia para os três cenários. No cenário A e B consta os valores de acordo com o preço da energia no leilão da CCEE e no cenário C, o gasto com energia corresponde aos valores de TUSD. De acordo com a CNI (2022), o custo com eletricidade representa 70 % do custo total da planta de hidrogênio verde. Portanto, os valores da Tabela 23 são compatíveis com os dados dessa literatura. Os valores de custo de energia são proporcionais também aos trabalhados no estudo de Matias, Camargo e Soares (2022), que estudaram uma planta de 20 MW com compra de energia no ACL.

Tabela 23 – Custo com água e energia

Utilidades	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Água (R\$)	125.161,84	125.161,84	125.161,84
Energia (R\$)	8.730.653,46	9.599.777,03	7.776,41

Fonte: Autoria própria

Após as definições da planta de hidrogênio e das fontes de insumos para a produção, calculou-se os valores de CAPEX e OPEX, utilizando a metodologia descrita por Turton *et al.* (2009), previamente apresentada na seção 4.5. No APÊNDICE B, APÊNDICE C e APÊNDICE D contém o detalhamento do CAPEX e OPEX dos três cenários, respectivamente. Os valores obtidos para os três cenários estão descritos na Tabela 24. No CAPEX dos três cenários, foram desconsiderados os valores de terraplanagem, serviços de infraestrutura e terreno, pois, de acordo com o documento da ZPE, esses serviços já foram executados no período de instalação da Refinaria Premium Petrobras e o terreno pode ser usado por regime de comodato para as empresas que se instalarem na ZPE.

Tabela 24 – CAPEX e OPEX para os três cenários

Custos	Cenário A	Cenário B	Cenário C
CAPEX (R\$)	154.658.296,6	154.658.296,6	290.658.296,66
OPEX (R\$)	69.937.719,73	72.007.061,56	51.888.964,83

Fonte: Autoria Própria

Não há variação no CAPEX entre os cenários A e B, uma vez que ambos utilizam a mesma estrutura geral de planta. Em relação ao OPEX, observa-se uma variação discreta,

decorrente da diferença no custo do megawatt-hora (MWh) entre as fontes hidrelétrica e eólica. Já o cenário C apresenta valor de CAPEX significativamente superior, por incluir o investimento na implantação de um sistema de geração própria de energia renovável, especificamente por meio de painéis fotovoltaicos. Contudo, seu OPEX é reduzido, uma vez que não considera gastos com a aquisição de energia elétrica, sendo contabilizado apenas o custo da TUSD, referente ao uso da rede. O CAPEX em cenários que consideram a aquisição de energia no ACL (cenários A e B – Tabela 24), há uma diferença substancial entre as estimativas obtidas nesta dissertação e aquelas apresentadas em outras pesquisas da literatura, como no trabalho de Matias, Camargo e Soares (2022), que desenvolveram um estudo para uma planta localizada na Bahia e consideraram também o fornecimento de energia via ACL e emprega a tecnologia AEL, apresentando um CAPEX de R\$ 101.200.000,00. Essa diferença, de aproximadamente 52 %, pode ser atribuída, em parte, à divergência entre as tecnologias utilizadas, sendo a AEL associada a custos de aquisição e operação inferiores e, sobretudo, à abordagem metodológica mais detalhada adotada nesta dissertação. Com base na metodologia proposta por Turton *et al.* (2009), foram considerados de forma exaustiva diversos componentes do investimento, incluindo equipamentos comprados, instalação, instrumentação e controle, sistemas elétricos, construção civil, aquisição de terreno, custos indiretos da planta, engenharia, despesas legais, taxas contratuais e contingências, conforme descrito na Tabela 19 e Tabela 20.

Adicionalmente, outro estudo que também considera a aquisição de energia no ACL por meio de fonte eólica estimou um CAPEX significativamente mais elevado, da ordem de R\$ 343.491.411,70, para uma planta com capacidade de produção anual de 10 mil toneladas de hidrogênio, utilizando AEL, dessalinizador e compressor (Bungner; Campos, 2024). Esse valor reforça que o dimensionamento da planta, a tecnologia adotada e o nível de detalhamento dos custos têm impacto direto sobre os investimentos requeridos. Assim, a estimativa de CAPEX adotada no presente trabalho encontra-se em um intervalo coerente com os dados da literatura, considerando o porte do projeto, a escolha da tecnologia e o grau de detalhamento empregado na modelagem econômica.

A adoção dessa metodologia confere maior realismo às estimativas, mas também resulta em valores mais elevados para o LCOH (Tabela 25) quando comparados a estudos que simplificam os componentes de custo. A partir dos valores descritos previamente, calculou-se o valor de LCOH.

Tabela 25 – Custo nivelado do Hidrogênio (LCOH)		
Cenários	LCOH (R\$/Kg)	LCOH (US\$/Kg)
Cenário A	108,70	18,74

Cenário B	111,60	19,24
Cenário C	88,89	15,33

Fonte: Autoria Própria

Esses valores estão substancialmente acima das estimativas divulgadas por instituições especializadas. De acordo com a *Clean Energy Latin America* – CELA (2021), o LCOH do hidrogênio verde no Brasil situa-se entre US\$ 2,87 e 3,56/kg, podendo atingir faixas entre US\$ 1,69 e 1,86/kg com escalabilidade e otimização tecnológica. A *Gas Energy* (2021) projeta que o hidrogênio verde pode alcançar até US\$ 7,50/kg, enquanto a IEA (2021) estima um intervalo global entre US\$ 3,00 e 8,00/kg, a depender da fonte de eletricidade utilizada. Porém, os resultados desta dissertação aproximam-se dos maiores valores encontrados na literatura recente. A Tabela 26 reúne estimativas de LCOH extraídas de diversos trabalhos nacionais e internacionais, considerando diferentes tecnologias de eletrólise, escalas de projeto, fontes de energia e localizações. Ao comparar os valores obtidos nesta dissertação com os apresentados na literatura, nota-se que o cenário modelado se aproxima de estudos com condições técnicas e contextuais menos favoráveis, como os de Minutillo *et al.* (2021), que utilizaram energia solar e rede na Itália (US\$ 11,08 a 14,89/kg), Hill *et al.* (2024), com eólica *offshore* no Reino Unido (US\$ 5,69 a 11,65/kg) e Correa *et al.* (2022), que analisaram produção eólica na Argentina e Itália (US\$ 9,05 a 11,76/kg). Por outro lado, estudos realizados no Brasil e no Chile, com maior escala e uso de fontes renováveis dedicadas, apontam LCOH significativamente mais baixos, como em Santos *et al.* (2023) (US\$ 2,28 a 3,81/kg) e Hassan *et al.* (2023) (US\$ 3,95 a 5,39/kg). Esses resultados reforçam a importância de fatores como tecnologia utilizada, dimensão da planta, fonte de energia e localização geográfica para a viabilidade econômica do hidrogênio verde e evidenciam a necessidade de melhorias técnicas, redução de custos e incentivos regulatórios para tornar os projetos economicamente competitivos no cenário nacional.

Tabela 26 – LCOH de diversos trabalhos

Referências	Tecnologia de Eletrólise	Tamanho da Planta (MW)	Fonte de Energia	Local do Estudo	LCOH (US\$/kg H ₂)
Sánchez-Squella <i>et al.</i> (2025)	Não especificada	Não especificada	Solar PV	Chile	4,62 a 4,88
Pinheiro <i>et al.</i> (2025)	AEL e PEMEL*	100	Eólica e Solar	Brasil	5,29 (AEL) 5,92 (PEMEL)*
Hill <i>et al.</i> (2024)	AEL e PEMEL*	–	Eólica <i>Offshore</i>	Reino Unido	5,69 a 11,65
Henry <i>et al.</i> (2023)	PEM	10	Solar + baterias	Reino Unido	5,30 a 7,70
Santos <i>et al.</i> (2023)	PEM	50 e 100	Solar PV e Eólica <i>Offshore</i>	Bahia – Brasil	2,28 a 3,81
Kakavand <i>et al.</i> (2023)	PEM	25	Eólica e Solar	Irã	3,32 a 5,43
Correa <i>et al.</i> (2022)	PEM	Não especificada	Eólica	Argentina e Itália	9,05 a 11,76
Hassan <i>et al.</i> (2023)	PEM	0,06 e 1,7	Fotovoltaica (<i>off-grid</i>)	Chile	3,95 a 5,39
Minutillo <i>et al.</i> (2021)	Não especificada	Não especificada	Solar PV + rede	Itália	11,08 a 14,89

**Proton Exchange Membrane Electrolyser* (Eletrolisador de membrana de troca de prótons). Fonte: Autoria Própria

5.1 Análise Econômica

Inicialmente, foi calculada a receita bruta anual da planta com base na multiplicação entre o preço de venda do hidrogênio e a capacidade de produção anual. Adotou-se o valor de US\$ 10,00 por quilograma de hidrogênio (equivalente a R\$ 58,00/kg, conforme PWC, 2021), o que resultou em uma receita estimada de R\$ 41.442.624,00 para o primeiro ano de operação. Em seguida, foram determinados os custos fixos, considerando despesas como seguros, salários diretos, supervisão, manutenção e administração. Também foram estimados os custos variáveis, incluindo os gastos com insumos essenciais como água e energia elétrica. Com essas informações, foi elaborado o fluxo de caixa para cada um dos três cenários avaliados, servindo como base para os indicadores de viabilidade econômica apresentados nas próximas seções.

5.1.1 Análise econômica do Cenário A

Para o cenário A, levou-se em consideração a aquisição de energia no ACL e a fonte dessa energia foi a hidrelétrica, vendida por R\$ 225,92/MW. O custo anual com energia nesse modelo foi de R\$ 8.730.653,46. Na Tabela 27, está descrito o fluxo de caixa livre, descontado e o valor presente acumulado para os 20 anos. No APÊNDICE E consta o demonstrativo de resultados esperados para o período estimado com maior detalhamento.

Tabela 27 – Fluxo de caixa do Cenário A

Ano	Fluxo de caixa livre (R\$)	Fluxo de Caixa descontado (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
0	-154.658.296,66	-154.658.296,66	-154.658.296,66
1	17.289.827,28	15.718.024,80	-138.940.271,85
2	18.148.581,00	14.998.827,27	-123.941.444,58
3	19.050.272,40	14.312.751,62	-109.628.692,96
4	19.997.048,38	13.658.253,11	-95.970.439,85
5	20.991.163,15	13.033.860,80	-82.936.579,06
6	22.034.983,66	12.438.173,83	-70.498.405,23
7	23.130.995,20	11.869.857,97	-58.628.547,26
8	24.281.807,31	11.327.642,32	-47.300.904,95
9	25.490.160,03	10.810.316,16	-36.490.588,79
10	26.758.930,39	10.316.726,04	-26.173.862,74
11	28.091.139,26	9.845.772,94	-16.328.089,80
12	29.489.958,58	9.396.409,62	-6.931.680,19
13	30.958.718,86	8.967.638,10	2.035.957,91
14	32.500.917,16	8.558.507,28	10.594.465,19
15	34.120.225,37	8.168.110,68	18.762.575,87
16	35.820.498,99	7.795.584,24	26.558.160,10
17	37.605.786,29	7.440.104,34	33.998.264,44
18	39.480.337,96	7.100.885,81	41.099.150,25
19	41.448.617,21	6.777.180,12	47.876.330,38
20	43.515.310,43	6.468.273,62	54.344.603,99

Fonte: Autoria Própria

A partir da estimativa de fluxo de caixa, calculou-se o VPL, o TIR, e TPB (Tabela 28).

Tabela 28 – Análise econômica do Cenário A

VP Fluxo Futuro (R\$)	209.002.900,65
VPL (R\$)	54.344.603,99
TIR (%)	14,01
TPB (anos)	12,77

Fonte: Autoria Própria

Neste cenário, o VPL teve um valor positivo, evidenciando que durante o período analisado, as receitas foram maiores que as despesas, o que caracteriza que o investimento é rentável. A TIR foi de 14,01 %, considerado acima da taxa de desconto e da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) para os últimos dez anos, o que também é considerado um ponto positivo do investimento. O tempo necessário para a empresa começar a dar lucro foi de 12,77 anos (12 anos e 9 meses). O PMV desse cenário é R\$ 48,49/kg (US\$ 8,36/kg), abaixo do preço de venda sugerido atualmente de R\$ 58,00/kg (PWC, 2021). Os resultados se aproximam dos dados apresentados por Pinheiro *et al.* (2025), cujo estudo indicou TIR entre 11,37 e 18,88 %, e TPB variando de 4,42 a 15 anos, dependendo das características da planta analisada. Além disso, o PMV estimado por esses autores foi de US\$ 6,00/kg. Resultados semelhantes também são observados em Almeida (2023),

que reporta um TPB de 12 anos e um PMV de US\$ 10,36/kg, confirmando a coerência dos valores estimados neste trabalho com estudos recentes sobre a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde.

5.1.2 Análise econômica do Cenário B

O Cenário B levou em consideração a aquisição de energia no ACL e a fonte dessa energia foi a eólica, vendida por R\$ 248,41/MW. O custo anual com energia nesse modelo foi de R\$ 9.599.777,03, e o custo com água continua o mesmo do cenário A. A Tabela 29 traz os fluxos de caixa estimado para o período analisado. O APÊNDICE F traz o demonstrativo de resultados esperados para o período estimado com maior detalhamento.

Tabela 29 – Fluxo de caixa cenário B

Ano	Fluxo de caixa livre (R\$)	Fluxo de Caixa descontado (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
0	-154.658.296,66	-154.658.296,66	-154.658.296,66
1	16.716.205,73	15.196.550,66	-139.461.745,99
2	17.546.278,37	14.501.056,50	-124.960.689,49
3	18.417.854,64	13.837.606,79	-111.123.082,70
4	19.333.009,73	13.204.705,78	-97.918.376,93
5	20.293.922,57	12.600.929,25	-85.317.447,68
6	21.302.881,05	12.024.920,99	-73.292.526,69
7	22.362.287,45	11.475.389,35	-61.817.137,34
8	23.474.664,18	10.951.104,09	-50.866.033,25
9	24.642.659,74	10.450.893,31	-40.415.139,95
10	25.869.055,08	9.973.640,59	-30.441.499,35
11	27.156.770,19	9.518.282,28	-20.923.217,07
12	28.508.871,06	9.083.804,90	-11.839.412,18
13	29.928.576,96	8.669.242,68	-3.170.169,49
14	31.419.268,16	8.273.675,29	5.103.505,80
15	32.984.493,93	7.896.225,60	12.999.731,40
16	34.627.980,98	7.536.057,57	20.535.788,97
17	36.353.642,38	7.192.374,34	27.728.163,31
18	38.165.586,85	6.864.416,27	34.592.579,58
19	40.068.128,55	6.551.459,20	41.144.038,78
20	42.065.797,33	6.252.812,73	47.396.851,51

Fonte: Autoria Própria

A partir das premissas para o cenário B, obtiveram-se os valores descritos na Tabela 30 para os parâmetros utilizados.

Tabela 30 – Análise econômica do Cenário B

VP Fluxo Futuro (R\$)	202.055.148,16
VPL (R\$)	47.396.851,51
TIR (%)	13,52
TPB (anos)	13,38

Fonte: Autoria Própria

Neste cenário, o VPL também teve um valor positivo, evidenciando que, durante o período analisado, as receitas foram maiores que as despesas, caracterizando que o investimento é rentável. A TIR foi de 13,52 %, também acima dos valores considerados para comparação (taxa de desconto e a SELIC nos últimos 10 anos). O tempo necessário para a empresa começar a dar lucro foi de 13,38 anos (13 anos e 4 meses). O PMV desse cenário foi de R\$ 49,70/kg (US\$ 8,56/kg), também abaixo do preço de venda sugerido de R\$ 58,00/kg (PWC, 2021). Os indicadores demonstraram que o projeto apresenta viabilidade econômica. Os índices foram compatíveis com projetos de infraestrutura de grande porte e ciclo longo de maturação, como é o caso da produção de hidrogênio verde com energia eólica, como Matias, Camargo e Soares (2022) que tem TIR de 17,09 %, TPB de 9,8 anos e PMV de US\$ 9/Kg.

5.1.3 Análise econômica do Cenário C

O cenário C considera a instalação de painéis fotovoltaicos no mesmo local da planta de hidrogênio, devido ao grande potencial de geração de energia solar que o Estado do Maranhão apresenta. A usina fotovoltaica considerada para suprir essa necessidade foi de 34 MWp de potência instalada. Para chegar a esse valor da potência instalada necessária para atender à demanda da planta, considerou-se inicialmente o consumo diário de energia elétrica, estimado em 107,35 MWh. Foram utilizados também os dados de irradiação direta normal (4,066 kWh/m².dia) da região onde considera-se a implantação da usina fotovoltaica, bem como o fator de desempenho médio de sistemas solares no Brasil, estimado em 80 %. Com base nesses parâmetros e aplicando a Equação 6, que determina a potência total necessária em kWp, obteve-se o valor de 33.202,16 kWp. Para garantir maior segurança e considerar uma margem operacional, adotou-se uma potência instalada de 34 MWp.

Com base nos dados de referência da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2020), que indicam um custo médio de R\$ 4.000,00 por kWp instalado, foi estimado um CAPEX total de R\$ 136.000.000,00 para o projeto. A partir dessa potência instalada (34 MWp) e das previsões mensais de irradiação direta normal fornecidas pelo Atlas Solarimétrico do Brasil, foi possível estimar uma produção média mensal de 3.916,8 MWh. Esse valor é suficiente para atender à demanda energética mensal da planta de hidrogênio, estimada em 3.220,41 MWh, garantindo, assim, autossuficiência energética da instalação. O APÊNDICE G traz o demonstrativo de resultados esperados para o período estimado com maior detalhamento. A Tabela 31 traz os fluxos de caixa estimado para o período analisado.

Tabela 31 – Fluxo de caixa do Cenário C

Ano	Fluxo de caixa livre (R\$)	Fluxo de Caixa descontado (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
0	-290.658.296,66	-290.658.296,66	-290.658.296,66
1	23.046.926,14	20.951.751,04	-269.706.545,62
2	24.193.534,80	19.994.656,86	-249.711.888,76
3	25.397.473,89	19.081.498,04	-230.630.390,72
4	26.661.609,94	18.210.238,33	-212.420.152,39
5	27.988.952,79	17.378.937,60	-195.041.214,79
6	29.382.662,79	16.585.747,14	-178.455.467,65
7	30.846.058,28	15.828.905,22	-162.626.562,43
8	32.382.623,55	15.106.732,88	-147.519.829,55
9	33.996.017,08	14.417.629,88	-133.102.199,67
10	35.690.080,29	13.760.070,95	-119.342.128,72
11	37.468.846,65	13.132.602,17	-106.209.526,55
12	39.336.551,34	12.533.837,52	-93.675.689,03
13	41.297.641,26	11.962.455,64	-81.713.233,39
14	43.356.785,68	11.417.196,76	-70.296.036,63
15	45.518.887,32	10.896.859,72	-59.399.176,91
16	47.789.094,04	10.400.299,24	-48.998.877,68
17	50.172.811,09	9.926.423,20	-39.072.454,48
18	52.675.714,00	9.474.190,18	-29.598.264,30
19	55.303.762,05	9.042.607,02	-20.555.657,28
20	58.063.212,51	8.630.726,56	-11.924.930,72

Fonte: Autoria Própria

A partir da estimativa de fluxo de caixa, obtiveram-se os dados que estão expostos na Tabela 32, relativo ao cenário C.

Tabela 32 – Análise econômica do Cenário C

VP Fluxo Futuro (R\$)	278.733.365,94
VPL (R\$)	-11.924.930,72
TIR (%)	9,49
TPB (anos)	Não calculado

Fonte: Autoria Própria

Neste cenário, o VPL teve um valor negativo, caracterizando que o investimento não é rentável. A TIR foi de 9,49 %, abaixo da taxa de desconto de 10 %, mostrando que o investimento não é viável. A ausência de retorno no período analisado (TPB não atingido) reforça esse diagnóstico. O PMV para esse cenário foi de R\$ 60,09/kg (US\$ 10,36/kg), sendo acima do preço de venda sugerido no Brasil em 2025 que é de R\$ 58,00/kg (PWC, 2021). Os resultados apontam para a não viabilidade econômica do projeto, nas condições analisadas. Entretanto, ao ampliar o horizonte de análise econômica para períodos superiores a 20 anos (25 anos), observa-se uma melhora significativa nos indicadores de viabilidade deste cenário (Tabela 33). Campíñez-Romero *et al.* (2018) também adotaram um período de 25 anos na avaliação da implantação de infraestrutura de abastecimento de hidrogênio para frotas urbanas, considerando sua compatibilidade com a vida

útil dos sistemas propostos. De forma semelhante, outros trabalhos ampliam esse horizonte para 30 anos, como os estudos conduzidos por Walker, Madden e Tahir (2018), que analisaram a cadeia de suprimento de hidrogênio no Reino Unido, e por Vives *et al.* (2022), que realizaram uma análise técnico-econômica de produção e armazenamento de hidrogênio verde em larga escala, mas não especificam uma localização física real. A adoção de prazos mais longos permite uma diluição mais eficaz do investimento inicial e uma representação mais realista da vida útil dos equipamentos, contribuindo para resultados econômicos mais favoráveis. O

APÊNDICE H traz o detalhamento do demonstrativo de resultados esperados para os 25 anos.

Tabela 33 – Análise econômica para 25 anos cenário C

VP Fluxo Futuro (R\$)	316.337.438,01
VPL (R\$)	25.679.141,36
TIR (%)	10,90
TPB (anos)	21,56

Fonte: Autoria própria

Com base em uma análise de 25 anos, o projeto apresentou um VPL de R\$ 25.679.141,36 e uma TIR de 10,90 %, superior à TMA (taxa de desconto) de 10 %, indicando viabilidade econômica. O TPB foi de 21,56 anos (21 anos e 6 meses), sugerindo uma recuperação tardia do investimento, embora o VPL positivo e a TIR satisfatória apontem para um retorno financeiro aceitável no longo prazo. O PMV para esse cenário seria de R\$ 54,04/kg (US\$ 9,31/kg), abaixo do preço de venda sugerido no Brasil. O cenário C fica muito próximo da sua viabilidade quando analisado em 20 anos e viável com ponderações quando se consideram 25 anos. Os valores obtidos no trabalho tanto para o cenário de 20 anos como para o de 25 anos estão acima dos descritos por Guerra (2023), que também simulou uma planta de hidrogênio de 123, 20 MW acoplada a uma usina fotovoltaica e obteve TPB de 10 anos.

5.1.4 Comparação dos três cenários e da literatura

A Tabela 34 sintetiza os principais indicadores econômicos obtidos para os três cenários analisados nesta dissertação: hidrelétrica (A), eólica (B) e fotovoltaica (C), considerando horizontes de 20 anos para os 03 cenários e uma comparação com 25 anos para o último.

Tabela 34 – Comparação econômica dos Cenários A, B e C

Indicador	Cenário A (Hidrelétrica)	Cenário B (Eólica)	Cenário C (Fotovoltaico 20 anos)	Cenário C (Fotovoltaico 25 anos)
LCOH (US\$/kg)	18,74	19,24	16,03	15,33
VPL (R\$)	54.344.603,99	47.396.851,51	- 11.924.930,72	25.679.141,36
PMV (R\$/kg)	48,49	49,70	60,09	54,04
PMV (US\$/kg)	8,36	8,56	10,36	9,31
PMV* (US\$/kg)	7,08	7,24	7,83	7,18
TIR (%)	14,01	13,52	9,49	10,90
TPB (anos)	12,77	13,38	—	21,56

* Imposto sobre a renda 8,5 %. Fonte: Autoria Própria.

Os indicadores econômicos (Tabela 34) evidenciam diferenças claras entre os cenários avaliados para a produção de hidrogênio verde no Maranhão. As rotas hidrelétrica (cenário A) e eólica (cenário B) demonstram viabilidade financeira consistente, com VPL positivo, TIR superior à TMA (taxa de desconto) considerada nesta dissertação e prazos de TPB adequados para investimentos do setor energético (Tabela 35). Por outro lado, o cenário fotovoltaico (C) apresenta desempenho econômico inferior, com VPL negativo no horizonte de 20 anos e TIR abaixo da taxa de desconto, indicando maior risco econômico e necessidade de ajustes no horizonte temporal para obtenção de retorno, comprovando com o aumento da análise para 25 anos. Para complementar, foram listados os resultados da literatura recente de estudos no Brasil, apresentados em diferentes tecnologias, capacidades e contextos operacionais, visando contextualizar os valores encontrados e validar as premissas adotadas.

A Tabela 35 apresenta um panorama de diversos projetos de produção de hidrogênio verde, cujos detalhes são importantes para a análise comparativa de viabilidade técnico-econômica. Os estudos abordam distintas tecnologias de eletrólise, portes de plantas e fontes de energia, oferecendo uma base robusta para a compreensão dos fatores que influenciam o CAPEX, OPEX e LCOH em diferentes contextos.

O projeto de Pinheiro *et al.* (2025) avaliou a produção de hidrogênio verde em plantas de 100 MW, comparando as tecnologias PEMEL e AEL. Ambos os cenários utilizam um sistema híbrido de energia eólica e solar associada, conectado ao SIN por meio de Contratos de Compra de Energia (*Power Purchase Agreement* – PPA). O CAPEX para a planta PEMEL foi de US\$ 200,66 milhões (R\$ 1.163.828.000,00), enquanto para a AEL foi de US\$ 192,49 milhões (R\$ 1.116.036.000,00), com um OPEX anual similar de US\$ 45,31 milhões (R\$ 262.798.000,00) para ambas as tecnologias.

O estudo de Guerra (2023) analisou uma planta de hidrogênio verde combinada com uma unidade Haber-Bosch, com capacidade de produção de 123,20 MW, utilizando energia de uma usina fotovoltaica de 500 MW. A energia é vendida e comprada via PPA no ACL. O investimento total

estimado para o complexo foi de R\$ 711,66 milhões (aproximadamente US\$ 142,33 milhões), com um custo anual de operação de cerca de R\$ 31,52 milhões (aproximadamente US\$ 6,30 milhões).

Almeida (2023) investigou uma planta de eletrólise PEM de 130 MW alimentada por um parque eólico *offshore*. Este cenário apresentou um CAPEX significativamente mais elevado, de US\$ 561,40 milhões (R\$ 3.256,12 milhões), e um OPEX anual de US\$ 86,39 milhões (R\$ 501,06 milhões), refletindo os custos de infraestrutura de energia eólica *offshore*.

Por fim, Matias, Camargo e Soares (2022) exploraram dois cenários para uma planta de eletrólise AEL de 20 MW. No primeiro cenário, com autogeração híbrida (eólica + solar) e compra complementar do ACL, o CAPEX foi de R\$ 677,93 milhões (aproximadamente US\$ 135,59 milhões), incluindo o investimento no parque híbrido, com um OPEX fixo de R\$ 10,00 milhões e um custo de energia ACL de R\$ 14,04 milhões. O segundo cenário, baseado na compra total de energia do ACL, apresentou um CAPEX consideravelmente menor, de R\$ 101,20 milhões (aproximadamente US\$ 20,24 milhões), predominantemente relativo ao eletrolisador, mas com um OPEX anual de energia via ACL de R\$ 55,39 milhões, significativamente mais alto.

Essas particularidades demonstram que a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde está fortemente condicionada à escolha da fonte energética, à escala do projeto e ao modelo de contratação de energia, sendo esses fatores decisivos para a competitividade da tecnologia no contexto brasileiro.

Tabela 35 – Viabilidade econômica de diversas plantas químicas

Referência	Tecnologia/ Tamanho	Fonte de energia	CAPEX	OPEX	LCOH	TPB/TIR/VPL	PMV
Pinheiro <i>et al.</i> (2025)	PEMEL 100 MW	Híbrida Eólica + PV associada, conectada ao SIN com PPA	US\$ 200.664.984,00 (Eletrolisador, sistema de armazenamento, contingências, taxas de importação e frete)	US\$ 45.308.767,94 Inclui água, eletricidade, despesas fixas. Custos de reposição de pilhas adicionais nos anos de troca	US\$ 5,92/kg H ₂	9,46 anos – (US\$ 6/kg H ₂) - TIR 11,37 % 4,42 anos – (US\$ 7/kg H ₂) - TIR 23,43 % VPL US\$ 200.664.984,00	US\$ 6,00/kg
	AEL 100 MW	Híbrida Eólica + UFV* associada, conectada ao SIN com PPA	US\$ 192.485.688,00 (eletrolisador, sistema de armazenamento, contingências, taxas de importação e frete)	US\$ 45.308.767,94 (água, eletricidade, despesas fixas) Custos de reposição de pilhas adicionais nos anos de troca.	US\$ 5,29/kg H ₂	15 anos (US\$ 6/kg H ₂) – TIR 18,88 % 3,77 anos (US\$ 7/kg H ₂) – TIR 28,95 %	US\$ 5,50/kg
Guerra (2023)	PEM 123,20 MW	UFV* de 500 MW planta de H ₂ V + Haber-Bosch19 Energia é vendida via PPA no ACL e comprada de volta do SIN	Investimento total para a planta de H ₂ V + Haber-Bosch estimado em R\$ 711.657,5 milhões (US\$ 142.331,5 milhões) CAPEX da UFV* no cenário base: R\$ 4.000,00/MW	Custo anual de aproximadamente R\$ 31.524.677,52 no cenário base	US\$ 2,31/kg H ₂ Apresenta também LCOH para cenários pessimista, base e otimista (US\$ 4,04, 2,31 e 1,62/kg H ₂)	<i>Payback</i> para a planta de H ₂ V + Haber-Bosch no cenário base: 10,00 anos <i>Payback</i> para a UFV* no cenário base: 11 anos	Não calculado
Almeida (2023)	PEM 130 MW	Parque Eólico <i>Offshore</i>	US\$ 561.396.889,20	US\$ 86.389.334,00	US\$ 10,27	12 anos VPL: US\$ 92.187,23	US\$ 10,36/Kg
Matias, Camargo e Soares (2022)	AEL 20 MW	Autogeração Híbrida (Eólica+Solar) com compra complementar do ACL	R\$ 677.928.680,00 Inclui investimento no parque híbrido e eletrolisador	R\$ 10.003.620,00 (fixo, manutenção) Custo anual da energia ACL: R\$ 14.041.201,30.	Não calculado LCOE ¹ R\$ 617,86/MWh	9,8 anos (US\$ 9/kg H ₂) TIR 17,09 % VPL positivo R\$ 226.029.203,87	US\$ 4,41/kg
	AEL 20 MW	Compra Total do ACL	R\$ 101.200.000,00 Principalmente custo do eletrolisador	R\$ 2.024.000,00 (fixo, manutenção) Custo anual da energia ACL: R\$ 55.392.735,12.	Não calculado/apresentado LCOE ¹ R\$ 666,23/MWh	6,6 anos (US\$ 5/kg H ₂ no cálculo sem transporte) TIR 22,51 % VPL 71.096.334,50	Não calculado

*Usina Fotovoltaica; ¹Custo Nivelado de Energia. Fonte: Autoria Própria.

A partir dessa análise comparativa, observa-se que os resultados obtidos neste trabalho estão em consonância com os valores apresentados na literatura recente. A TIR estimada para os cenários que consideram energia hidrelétrica (14,01 %) e eólica (13,52 %) está em consonância com os valores observados em estudos recentes, como Matias, Camargo e Soares (2022), que reportam TIR de 17,09 % para sistemas híbridos eólico-solar, e Pinheiro *et al.* (2025), que apresenta TIR entre 11,37 e 18,88 % para projetos híbridos baseados em eletrolisadores PEMEL e AEL. Esta convergência demonstra a robustez econômica das fontes hidráulica e eólica, reforçando sua adequação para produção sustentável de hidrogênio verde no Maranhão.

Em relação ao TPB, os cenários da hidrelétrica (12,77 anos) e eólica (13,38 anos) apresentam prazos próximos aos encontrados por Almeida (2023), indicando um TPB de 12 anos para parque eólico *offshore* de grande porte (130 MW), e Guerra (2023) apontando um *payback* de aproximadamente 10 anos para instalações que combinam UFV e processo Haber-Bosch. Tais prazos refletem competitividade e segurança financeira para investidores, validando a atratividade econômica dos projetos avaliados.

O PMV obtido para o cenário da energia hidrelétrica (US\$ 8,36/kg – R\$ 48,49/kg) e eólica (US\$ 8,56/kg – R\$ 49,65/kg) situa-se próximo da faixa observada na literatura, como em Pinheiro *et al.* (2025), que registra PMV entre US\$ 5,50 e 6,00/kg (R\$ 31,90 a 34,80/kg) para sistemas híbridos, e Almeida (2023) apresentando valor próximo a US\$ 10,36/kg (R\$ 60,09/kg). Essa variação está relacionada a fatores regionais, dimensionamento do projeto e estrutura de custos, evidenciando a importância da análise local para avaliações econômicas precisas.

Por outro lado, o cenário da energia fotovoltaica apresenta maior fragilidade econômica, com VPL negativo, TIR de 9,49 % (inferior à TMA) e TPB elevado (20,47 anos), corroborando com os achados de Guerra (2023), que ressaltam a dependência da viabilidade econômica do hidrogênio verde fotovoltaico de variáveis, como estrutura de custos locais, preço da energia e condições contratuais. Assim, torna-se imprescindível a implementação de políticas públicas, incentivos financeiros e avanços tecnológicos para melhorar a competitividade desta rota.

Com isso, os resultados evidenciam que, sob as condições estudadas para o Maranhão, as rotas que comprem energia no ACL das fontes hidrelétrica e eólica apresentam maior segurança financeira e potencial para atração de investimentos, estando alinhadas com parâmetros consolidados na literatura. Já o cenário da energia fotovoltaica demanda maior atenção para superar desafios econômicos, indicando oportunidades para futuras pesquisas e formulação de políticas que promovam a viabilidade desta alternativa.

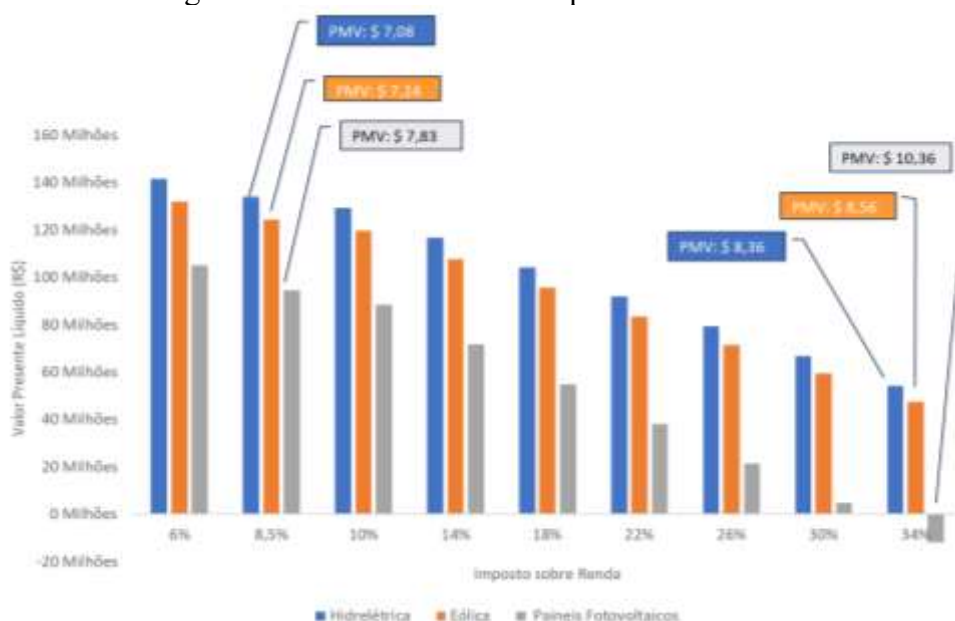
5.2 Análises de sensibilidade

Neste trabalho, a análise de sensibilidade foi aplicada aos três cenários energéticos estudados (hidrelétrico, eólico e fotovoltaico), por meio da variação controlada de parâmetros críticos previamente identificados. Os resultados permitem avaliar a resiliência econômica de cada alternativa frente a diferentes condições de mercado, contribuindo para a definição da configuração mais adequada para implantação da planta de hidrogênio verde no contexto maranhense.

5.2.1 Sensibilidade do Imposto sobre a Renda

A análise de sensibilidade que considera a variação da alíquota do imposto sobre a renda para a indústria de produção de hidrogênio está apresentada na Figura 17. Como o projeto está localizado em uma ZPE, é possível contar com incentivos fiscais, especialmente relacionados à redução ou isenção de tributos. Nesta dissertação, inicialmente adotou-se a alíquota padrão de 34 %, aplicada a empresas estabelecidas no Maranhão que não usufruem de benefícios fiscais regionais. Para avaliar o impacto dessa tributação sobre os resultados econômicos do projeto, foram simuladas reduções da alíquota de imposto de renda entre 6 e 34 %, com base nos possíveis incentivos que o governo estadual poderia conceder para atrair empreendimentos à ZPE. Essa redução pode chegar a até 75 % sobre a alíquota original, atingindo um valor mínimo de 8,5 %.

Figura 17 – Sensibilidade do Imposto sobre a Renda

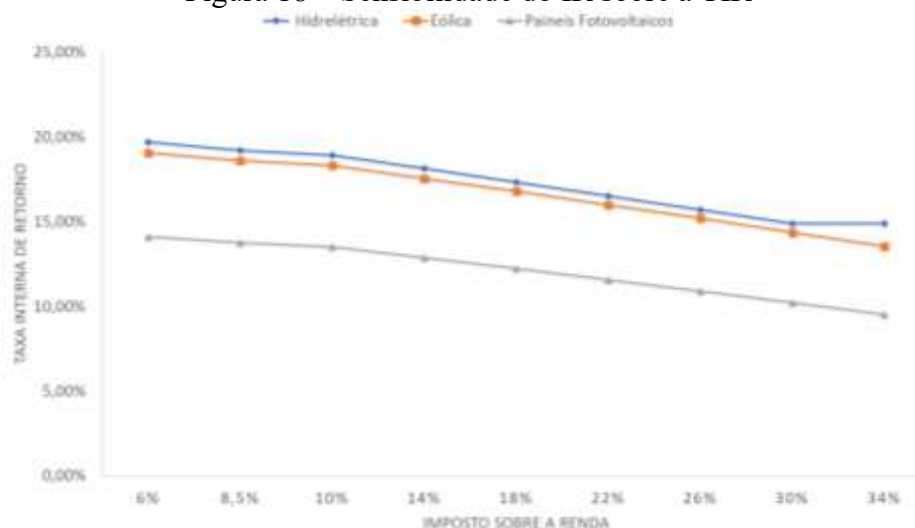


Fonte: Autoria Própria

Observa-se que o VPL de todas as alternativas energéticas diminui progressivamente com o aumento da tributação, comportamento esperado diante da depreciação dos fluxos de caixa futuros. A tecnologia hidrelétrica apresenta os maiores valores de VPL em todos os cenários, evidenciando maior robustez econômica. Mesmo sob uma alíquota de 34 %, o VPL da hidrelétrica permanece positivo, superando R\$ 50 milhões. A fonte eólica mostra desempenho intermediário, mantendo viabilidade até as taxas mais elevadas. Já a tecnologia fotovoltaica é a mais sensível à variação do imposto, apresentando queda acentuada do VPL e tornando-se inviável economicamente a partir de uma alíquota de 34 %.

A análise do PMV também reforça essa tendência. Com uma alíquota reduzida de 8,5 %, o PMV é de US\$ 7,08/kg (R\$ 41,06/kg) para a hidrelétrica, US\$ 7,24/kg (R\$ 41,99/kg) para a eólica e US\$ 7,83/kg (R\$ 45,41/kg) para a fotovoltaica, demonstrando maior competitividade dos projetos com incentivos fiscais. Em contrapartida, com uma alíquota de 34 %, o PMV aumenta para US\$ 8,36/kg (R\$ 48,49/kg) (hidrelétrica), US\$ 8,56/kg (R\$ 49,65/kg) (eólica) e US\$ 10,36/kg (R\$ 60,09/kg) (fotovoltaica), o que eleva significativamente o custo de produção do hidrogênio. Ainda assim, é importante destacar que, com uma taxa de 30 %, a fonte fotovoltaica torna-se economicamente viável, cenário factível considerando que a instalação se daria em uma Zona de Processamento de Exportação (ZPE), que pode garantir incentivos fiscais substanciais. A redução da carga tributária por parte do governo estadual é, portanto, um fator decisivo para atrair investimentos e viabilizar economicamente projetos de hidrogênio verde na região. A Figura 18 apresenta, na sequência, a análise do impacto do imposto sobre a renda sobre a TIR. Para dar continuidade na avaliação do impacto das principais variáveis, analisou-se também o impacto do imposto sobre a renda sobre a TIR (Figura 18).

Figura 18 – Sensibilidade do IR sobre a TIR



Fonte: Autoria Própria

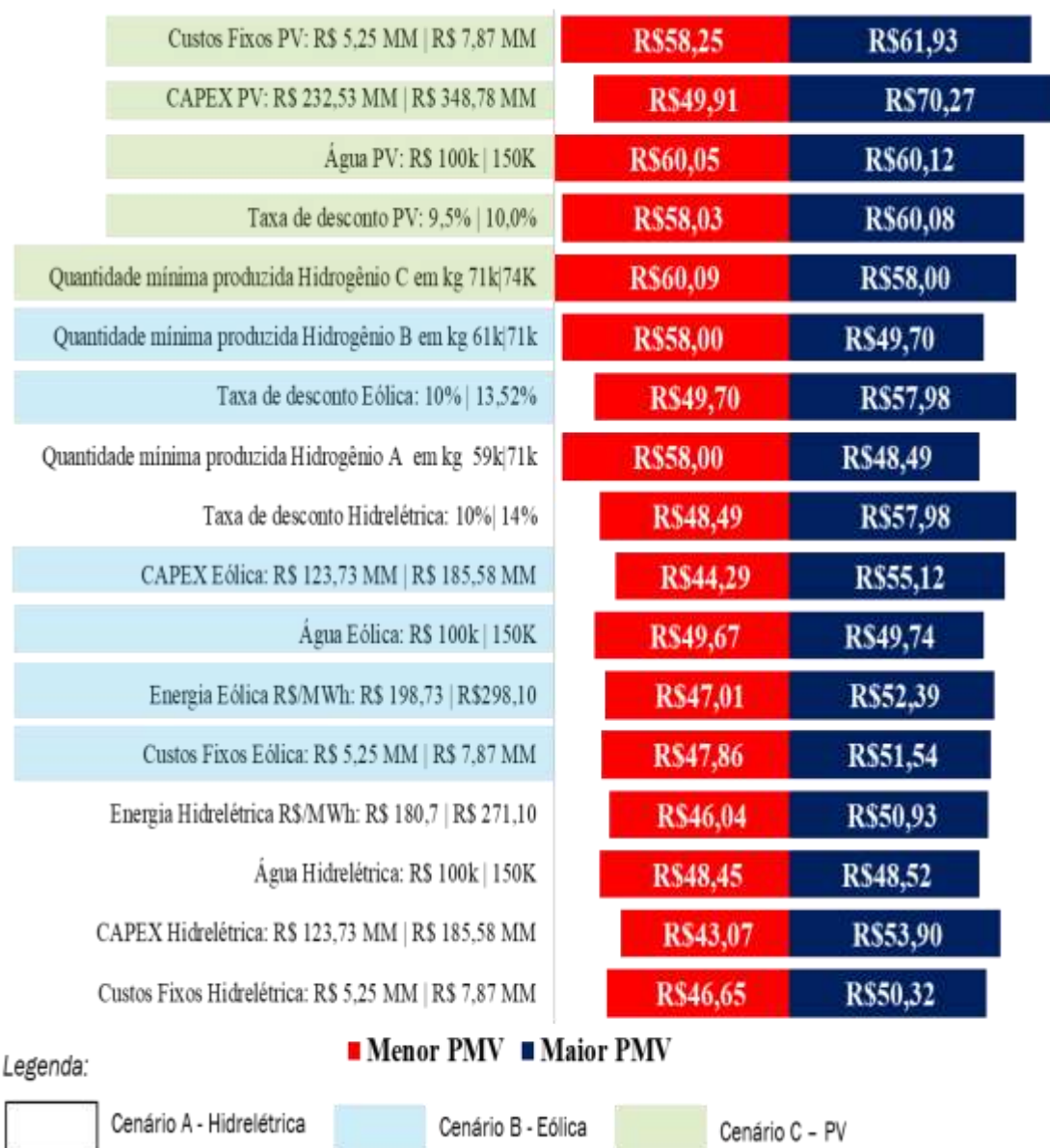
Embora a TIR, por definição, seja um valor fixo de cada projeto, é importante avaliar como o retorno marginal das tecnologias evolui em diferentes condições de análise (Figura 18). A hidrelétrica apresenta TIR superiores em todos os pontos (de 19,67 a 14,01 %), seguida pela eólica (de 19,06 a 13,52 %). A fonte fotovoltaica, por sua vez, exibe as menores TIR, com destaque para o valor de 9,49 % no cenário de IR mais elevado, reforçando a sua limitação frente a exigências de retorno mais rigorosas. A proximidade entre a TIR da PV e a taxa de desconto em cenários críticos indica menor margem de segurança do investimento e risco elevado de inviabilidade.

Diante disso, evidencia-se que os incentivos fiscais exercem papel crucial na viabilidade econômica de empreendimentos voltados à produção de hidrogênio verde, especialmente em regiões como o Maranhão. A possibilidade de redução da carga tributária sobre a renda, conforme previsto para empresas instaladas em ZPE, pode transformar projetos inicialmente inviáveis em alternativas economicamente atrativas. A aplicação de alíquotas reduzidas alinhadas às políticas estaduais de fomento ao desenvolvimento industrial contribui diretamente para a elevação dos indicadores de retorno, como o VPL e a TIR, fortalecendo a competitividade da região frente a outros polos produtivos. Neste contexto, os benefícios tributários não apenas promovem a descentralização industrial como também se configuram como instrumentos estratégicos para a consolidação de cadeias produtivas sustentáveis e de baixo carbono.

5.2.2 Sensibilidade econômica dos Cenários A, B e C

A análise de sensibilidade do PMV do hidrogênio verde, considerando variações de $\pm 20\%$ em parâmetros econômicos e técnicos, revelou diferenças marcantes entre os cenários das energias fotovoltaica, eólica e hidrelétrica (Figura 19), pois demonstra graficamente a influência de cada variável sobre o PMV em cada rota de produção. Esses dados são fundamentais para compreender a robustez econômica e os principais fatores que impactam a viabilidade dos projetos em cada alternativa tecnológica.

Figura 19 – Sensibilidade Geral



Fonte: Autoria Própria

No cenário da energia fotovoltaica, o PMV de referência, calculado para um CAPEX de R\$ 290.658.296,66, foi de R\$ 60,08/kg. Reduções de 20 % no CAPEX (aproximadamente R\$ 232,53 milhões) diminuiriam o PMV para R\$ 49,91/kg, enquanto aumentos de 20 % (cerca de R\$ 348,79 milhões) elevariam o preço para R\$ 70,27/kg, indicando uma variação superior a R\$ 20/kg de hidrogênio. Essa sensibilidade está relacionada ao sistema fotovoltaico, representando parcela expressiva do investimento inicial. Além disso, os custos fixos operacionais variam o PMV entre R\$ 58,25 e 61,93/kg, enquanto o preço da água influenciaria o PMV de forma moderada, entre R\$ 60,05 e 60,12/kg. A taxa de desconto, quando reduzida de 10,0 para 9,5 %, diminuiria o PMV para R\$ 58,03/kg, tornando o projeto viável dentro do horizonte analisado.

Apesar das variações, o PMV para o cenário fotovoltaico permaneceria geralmente acima da meta de R\$ 58,00/kg, estabelecida para comercialização competitiva do hidrogênio verde.

No cenário eólico, o CAPEX de referência foi de R\$ 154.658.296,66, e o PMV varia entre R\$ 44,29 e 55,12/kg diante das oscilações de $\pm 20\%$ no investimento inicial. A tarifa de energia, variando de R\$ 198,73 a 298,10/MWh, afetaria o PMV de R\$ 47,01 a 52,39/kg. Os custos fixos operacionais, entre R\$ 5,25 e 7,87 milhões, impactariam o PMV em uma faixa aproximada de R\$ 47,86 a 51,54/kg. O preço da água, com variações praticamente imperceptíveis entre R\$ 49,67 e 49,74/kg, demonstra pouca relevância econômica neste contexto. Considerando uma taxa de desconto de 10 %, o PMV foi de aproximadamente R\$ 49,70/kg, e o projeto suportaria uma taxa de desconto de até 13,52 %, quando o PMV atingiria o valor de referência de R\$ 58,00/kg, considerado viável comercialmente. Assim, o cenário eólico apresenta uma sensibilidade intermediária, mais resiliente que o fotovoltaico, mas mais exposto que o hidrelétrico.

O cenário hidrelétrico mostra maior estabilidade econômica e menor sensibilidade às variações das variáveis analisadas. Com CAPEX de referência em R\$ 154.658.296,66, o PMV oscila entre R\$ 43,07 e 53,90/kg. A variação do custo da energia hidrelétrica, de R\$ 180,70 a 271,10/MWh, elevaria o PMV até R\$ 50,93/kg. Custos fixos operacionais, variando de R\$ 5,25 a 7,87 milhões, influenciariam o PMV entre R\$ 46,65 e 50,32/kg, enquanto o preço da água, com variações entre R\$ 100 e 150 mil, praticamente não alteraria o PMV, mantendo-o entre R\$ 48,45 e 48,52/kg. Este cenário suportaria uma taxa de desconto de até 14 % sem comprometer a viabilidade econômica, já que, mesmo considerando variações simultâneas em todos os parâmetros, o PMV permaneceria abaixo da meta de R\$ 58,00/kg. Tal robustez é atribuída à maturidade e previsibilidade da tecnologia hidrelétrica, que oferece custos operacionais estáveis e maior confiabilidade na geração.

A estimativa da produção mínima anual de hidrogênio verde necessária para garantir a viabilidade econômica dos três cenários avaliados evidencia diferenças significativas quanto à escala de produção e à sensibilidade ao preço de comercialização. Para chegar aos valores de produção mínima em kg, foi fixado preço sugerido de venda do hidrogênio que é de R\$ 58,00/kg e admitiu-se que o VPL fosse igual a zero e a TIR maior ou igual a 10 %, que é o valor considerado como TMA. No cenário A, verificou-se que, com o preço de venda de R\$ 58,00/kg, é possível produzir até 597.317,75 kg de hidrogênio por ano, representando aproximadamente 83,6 % da capacidade anual projetada da planta, estimada em 714.528 kg. Contudo, considerando o PMV calculado para esse cenário, de R\$ 48,49/kg, a produção mínima exigida para assegurar a viabilidade econômica é de 714.456,43 kg/ano, praticamente equivalente à

capacidade total da planta, com uma diferença residual de apenas 71,57 kg (0,01 %). No cenário B, baseado na fonte eólica, a produção máxima viável a R\$ 58,00/kg é de 612.302,63 kg/ano, ou seja, 85,7 % da capacidade instalada. No entanto, para atingir a viabilidade com PMV de R\$ 49,70/kg, a produção necessária é de 714.528,00 kg, correspondendo exatamente à capacidade projetada da planta. Já o cenário C, associado à fonte fotovoltaica, não apresenta viabilidade econômica ao preço de R\$ 58,00/kg, mesmo considerando a produção plena da usina. Para que esse cenário se torne viável, seria necessário elevar a produção para 740.247,65 kg/ano, um acréscimo de 25.719,65 kg, equivalente a 3,60 % além da capacidade atual, ou, alternativamente, aumentar o preço de venda do hidrogênio para R\$ 60,09/kg. Esses resultados demonstram que os cenários hidrelétrico e eólico operam dentro ou muito próximos do limite técnico de produção da planta, enquanto o cenário fotovoltaico exige condições significativamente mais rigorosas de escala e preço para alcançar a viabilidade, evidenciando sua maior sensibilidade a variações nos parâmetros técnicos e econômicos.

Dessa maneira, a análise evidencia que o CAPEX foi o fator de maior impacto sobre a viabilidade econômica em todos os cenários analisados, seguido pelos custos fixos, tarifas de energia e taxa de desconto. Esses resultados corroboram as conclusões de Muthia *et al.* (2024), que estudaram a produção de hidrogênio verde a partir de energia solar fotovoltaica na Indonésia; de Pontes *et al.* (2024), que utilizaram energia eólica no estado do Ceará; e de Pinheiro *et al.* (2025), cuja proposta combina fontes eólica e solar no Brasil. Em todos esses trabalhos, o CAPEX é apontado como um dos elementos críticos na avaliação técnico-econômica de projetos de produção de hidrogênio verde.

O cenário hidrelétrico apresentou maior estabilidade e menor sensibilidade às variações dos parâmetros econômicos, configurando-se como a alternativa mais robusta entre as analisadas. Em contrapartida, os cenários eólico e fotovoltaico mostraram-se mais sensíveis, revelando maior exposição a incertezas técnicas e econômicas. Essa condição exige maior atenção ao controle de custos e à estruturação financeira para assegurar a viabilidade dos investimentos. Tais achados estão em consonância com Galimova *et al.* (2023), que avaliaram a produção de hidrogênio verde a partir de fonte fotovoltaica e identificaram uma viabilidade econômica complexa e multifacetada. Apesar dos desafios observados no cenário atual, os autores apontaram um potencial promissor de competitividade futura, desde que haja avanços tecnológicos e redução significativa nos custos. Essa compreensão é fundamental para orientar decisões estratégicas e políticas públicas, especialmente no contexto do Maranhão, que possui potencial para explorar todas essas fontes renováveis na produção de hidrogênio verde.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica da implantação de uma planta de produção de hidrogênio verde no Estado do Maranhão, considerando três diferentes fontes de suprimento energético, duas dessas mediante a compra de energia no ACL da fonte hidrelétrica e eólica e a terceira com a instalação de painéis fotovoltaicos associado a planta de hidrogênio verde. A proposta considerou a instalação da planta na ZPE de Bacabeira, local estratégico com infraestrutura logística consolidada, incentivos fiscais previstos em lei e proximidade de potenciais consumidores industriais.

A partir do dimensionamento de uma planta de 5 MW e da definição das estruturas técnicas e operacionais, foi possível calcular CAPEX, OPEX, LCOH e realizar a análise do fluxo de caixa para um período de 20 anos. Os resultados indicaram que os cenários com fornecimento de energia pelas fontes hidrelétrica e eólica são economicamente viáveis, apresentando, respectivamente, VPL de R\$ 54.344.603,99 e 47.396.851,51, TIR de 14,01 e 13,52 % e TPB de 12,77 e 13,38 anos. O cenário fotovoltaico, embora tenha apresentado o menor LCOH (US\$ 16,03/kg), foi considerado inviável, com VPL negativo de R\$ 11.924.930,72 e TIR de 9,49 %, inferior à taxa mínima de atratividade considerada.

As análises de sensibilidade demonstraram que a viabilidade econômica do projeto está fortemente atrelada ao valor do CAPEX, à alíquota de imposto sobre a renda e ao preço de venda do hidrogênio. A alternativa hidrelétrica se mostrou a mais robusta frente às variações dessas variáveis, seguida da eólica. A rota fotovoltaica apresentou maior sensibilidade, sendo viável apenas em cenários com preços mais elevados do hidrogênio ou com incentivos fiscais significativos, evidenciando a importância de políticas públicas para viabilizar essa tecnologia no curto e médio prazo.

Dessa forma, conclui-se que a produção de hidrogênio verde a partir da compra de energia no ACL da fonte hidrelétrica é a alternativa mais adequada no contexto regional analisado, seguido da fonte eólica, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. A localização estratégica da ZPE de Bacabeira, a existência de demanda industrial consolidada e os incentivos fiscais disponíveis fortalecem a atratividade do projeto. Os resultados obtidos contribuem para o avanço do conhecimento na área e podem subsidiar futuras decisões de investimento e formulação de políticas públicas voltadas à transição energética e à economia de baixo carbono no Brasil.

7 TRABALHOS FUTUROS

A produção de hidrogênio verde por eletrólise da água é uma alternativa promissora como uma solução energética sustentável, mas ainda precisa evoluir consideravelmente. Em primeiro lugar, destaca-se a necessidade de aprimoramento dos eletrolisadores, com o desenvolvimento de materiais mais eficientes, de menor custo e duráveis. Também deve-se desenvolver pesquisas que possibilitem a utilização de água não potável, como a água do mar ou águas residuais tratadas, minimizando o efeito sobre fontes hídricas potáveis.

O principal desafio está relacionado a oferta de energia para que usinas de hidrogênio verde funcionem. Considerando a energia elétrica o insumo mais crítico para eletrólise, a viabilidade depende diretamente da disponibilidade e do custo da energia renovável, com preços competitivos e da integração eficiente entre diferentes matrizes, como solar e eólica, considerando suas combinações e intermitências. Dessa forma, pesquisas voltadas para integrações eficientes

Do ponto de vista da análise econômico-financeira, persiste a dificuldade de padronizar estudos de viabilidade, uma vez que variam significativamente o porte das plantas, a fonte de energia utilizada e a forma de cálculo dos indicadores (VPL, TIR, TPB e LCOH). Essas métricas também sofrem influência de fatores regionais, tecnológicos e regulatórios, o que dificulta comparações diretas e a consolidação de benchmarks confiáveis. Assim, futuros estudos devem explorar diferentes portes de plantas (5 MW, 10 MW e 50 MW) e cenários energéticos (parques eólicos, usinas solares e compra de energia renovável no ACL), contemplando ainda projeções de variação cambial, evolução do custo da energia e riscos institucionais, como mudanças em incentivos ou marcos regulatórios.

É importante reconhecer, de forma crítica, que a análise do presente trabalho, embora robusta, apresentou limitações que podem ser abordadas em pesquisas futuras. Uma análise mais aprofundada da infraestrutura existente na ZPE de Bacabeira, incluindo a capacidade e confiabilidade da rede elétrica local, os pontos de conexão, o volume de acesso à água e a logística para escoamento do H₂V, é necessária.

Portanto, os trabalhos futuros devem integrar o aprimoramento tecnológico, a estruturação regulatória e o refinamento das metodologias de avaliação econômico-financeira, de modo a oferecer subsídios sólidos para a tomada de decisão e viabilizar o hidrogênio verde como vetor energético competitivo, sustentável e estratégico para a matriz brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDIN, Z. *et al.* Hydrogen as an energy vector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 120, p. 109620, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109620.
- AJANOVIC, A. *et al.* The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, ed. 57, p. 24136-24154, 2022.
- ALMEIDA, L. D. **Análise técnica e econômica da produção de hidrogênio verde através de um parque eólico offshore no Bloco de Libra**. 2023. 28 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023.
- ALMEIDA, Renata Guedes Almeida Ribeiro; BRITO, Núbia Silva Dantas; MEDEIROS, Marcos Vinícius Bezerra; SIMÕES, Melyna Candice Silva; OLIVEIRA, Selma Alves de. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. **Revista Principia – Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB**, João Pessoa, v. 1, n. 34, p. 84-92, jun. 2017. DOI: <https://doi.org/10.18265/1517-03062015v1n34p84-92>.
- AMAURO, K. L. N. *et al.* Energia de maremotriz: análise da viabilidade de instalação de energia de maremotriz na região do litoral maranhense. **Engineering & Technology Scientific Journal**, v. 1, n. 1, p. 1–11, 2025. DOI: 10.55977/etsjournal.v01i01.e025004.
- AMIKAM, G. *et al.* Chlorine-free alkaline seawater electrolysis for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 43, ed. 13, p. 6504-6514, 2018.
- ANDERSSON, J.; GRÖNKVIST, S. Large-scale storage of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 23, p. 11901-11919, 2019.
- ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2017.
- ANEEL. **Resolução normativa nº 1.000, de 2022**. Brasília: ANEEL, 2022.
- ARCOS, J. M. M.; SANTOS, D. M. F. The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. **Gases**, v. 3, p. 25-46, 2023.
- ASIF, M.; BIBI, S.S.; AHMED, S.; IRSHAD, M.; HUSSAIN, M.S.; ZEB, H.; KHAN, M.K.; KIM, J. Recent advances in green hydrogen production, storage and commercial-scale use via catalytic ammonia cracking. *Chem. Eng. J.*, v. 473, 2023.
- AYRÃO, V. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro, out. 2018. 102 f.
- AZWAR, M. Y.; KASIM, F. H.; ABDULLAH, A. Z. Hydrogen production from biomass waste via gasification: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, p. 697–713, 2014.

- AZIZ, M. Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. **Energies**, v. 14, n. 18, 2021. DOI: 10.3390/en14185917.
- BACHOFEN, R. M. **Análise da viabilidade da produção de hidrogênio verde a partir de biomassa**. 2024. 137 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/25593>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- BALAT, H.; KIRTAY, E. Hydrogen from biomass: Present scenario and future prospects. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 35, p. 7416-7426, 2010. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.04.029.
- BARBOSA, C. A.; FIALHO, K. F. **Tratamento térmico de resíduos sólidos têxteis: análise da incineração, gaseificação e pirólise**. 2024. 49f. Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.
- BERGER, R. **Hydrogen transportation is key to unlocking the clean hydrogen economy**, 2022. Disponível em: <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/Transportingthe-fuel-of-the-future.html>. Acesso em: 25 jul. 2022.
- BERGHE, T. V. **Green hydrogen production in the metropolitan region in Chile: assessment of future feasibility**. 2024. Tese (Mestrado em Análisis Económico) – Universidad de Chile, Santiago, 2024.
- BRASIL. Lei nº 11.508, de 20 de julho de 2007. Dispõe sobre o regime tributário, cambial e administrativo das Zonas de Processamento de Exportação, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 2, 23 jul. 2007.
- BRASIL. RECEITA FEDERAL. **Manual de Procedimentos: Zonas de Processamento de Exportação**. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/zpe>. Acesso em: 30 maio 2025
- BRIGHAM, E. F.; HOUSTON, J. F. **Fundamentals of financial management**. 15. ed. Boston: Cengage Learning, 2019.
- BRASKEM. **FISPQ – Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico**. Versão 15.0. Braskem, 2021. [Revisado em 24 mar. 2021].
- BRITO, G. P. S. **Avaliação e Produção de Hidrogênio por Via Biológica Utilizando a Glicerina Industrial**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Química) – Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023.

- BRUSTOLIN, C. *et al.* Expansão energética e conflitos socioambientais no Maranhão. **Revista de Políticas Públicas**, São Luís, v. 26, n. Especial, p. 433–453, dez. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.18764/2178-2865.v26nEp433-453>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- BUNGNER, E. T.; CAMPOS, J. F. A. S. **Estudo de pré-viabilidade econômica de uma planta para produção de hidrogênio verde no Brasil**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/24321>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- CAMPÍÑEZ-ROMERO, A. *et al.* A hydrogen refuelling stations infrastructure deployment for cities supported on fuel cell taxi roll-out. **Energy**, v. 148, p. 1018–1031, 2018.
- CAPURSO, T. *et al.* Perspective of the role of hydrogen in the 21st century energy transition. **Energy Conversion and Management**, v. 245, 2021. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114898.
- CASTRO, N. *et al.* **A economia do hidrogênio: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil**. 1. ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2023.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Informe Inovação em Soluções Energéticas Sustentáveis – Informe ISES. Primeira edição: Hidrogênio renovável**. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2022. 45 p. il. ISBN 978-65-5775-043-8 (Digital). CDU 662.769.2.
- CERTIFHY. *CertifHy 2022*. 2022. Disponível em: <https://www.certifhy.eu>. Acesso em: 14 jan. 2025.
- CHUNG, K.-H. *et al.* Development of a hybrid reaction module linked to liquid-phase plasma and electrolysis for hydrogen production with wastewater decomposition. **Chemical Engineering Journal**, v. 445, 2022. ISSN 1385-8947. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1385894722022203>. Acesso em: 14 jan. 2025.
- COELHO FILHO, E. A. S. Hidrogênio, energia renovável: sua utilização em ambiente industrial. **Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação – REASE**, São Paulo, v. 10, n. 6, p. 3939–3950, 2024. DOI: <https://doi.org/10.51891/rease.v10i6.14671>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- COP 26. ONU. *26ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima: relatório final*. Glasgow, 2021. Disponível em: <https://unfccc.int>. Acesso em: 14 jan. 2025.
- CORREA, G. *et al.* Evaluation of levelized cost of hydrogen produced by wind electrolysis: Argentine and Italian production scenarios. **Journal of Energy Storage**, v. 52, 2022.

CLEAN ENERGY LATIN AMERICA. **Mercado de hidrogênio verde no Brasil: panorama e oportunidades**. São Paulo: CELA, 2021. Disponível em: <https://www.cleanenergyla.com>. Acesso em: 6 maio 2025.

DAWOOD, F.; ANDA, M.; SHAFIULLAH, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, n. 58, p. 28874–28893, 2020.

DEBNATH, B. *et al.* Oxygen-defect-rich cobalt ferrite nanoparticles for practical water electrolysis with high activity and durability. **ChemSusChem**, v. 13, ed. 15, p. 3875–3886, 2020.

EMBER CLIMATE. *Global electricity review 2023*. 2023. Disponível em: <https://ember-climate.org>. Acesso em: 14 jan. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2021**. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Roadmap para o hidrogênio no Brasil**. Brasília: EPE, 2020.

EQUATORIAL ENERGIA. **EO Solar**, 2024. Disponível em: <https://eosolar.equatorialenergia.com.br/>. Acesso em: 20 nov. 2025.

ENEVA. **Relatório de Transparência Fiscal Eneva S.A.** Brasília: Portal da Transparência, 2021. Disponível em: <https://portaldatransparencia.org.br/wp-content/uploads/2021/11/Eneva.pdf>. Acesso em: 30 maio 2025.

ENEVA. **Geração de energia**, 2025. Disponível em: <https://eneva.com.br/nossos-negocios/geracao-de-energia/>. Acesso em: 6 jul. 2025.

FIEMA – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO MARANHÃO. **PERFIL DA INDÚSTRIA. Indústria no Maranhão**. Zona de Processamento de Exportação do Estado do Maranhão: estudo de viabilidade técnica e econômico-financeira. São Luís, 2022. Disponível em: <https://perfildaindustria.portaldaindustria.com.br/estado/ma>. Acesso em: 30 set. 2024.

FILETE, C. A. *et al.* Fermentação Anaeróbica no Café Arábica e seu Impacto no Perfil Sensorial. **Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais**, v. 6, n. 3, 2020. DOI: 10.36524/ric.v6i3.859.

FOONG, S. Y. *et al.* Progress in Waste Valorization Using Advanced Pyrolysis Techniques for Hydrogen and Gaseous Fuel Production. **Bioresour. Technol.**, v. 320, 2020. doi:10.1016/j.biortech.2020.124299.

FRANCO, A.; GIOVANNINI, C. Hydrogen Gas Compression for Efficient Storage: Balancing Energy and Increasing Density. **Hydrogen**, v. 5, n. 2, p. 293–311, 2024. DOI: 10.3390/hydrogen5020017.

- GALIMOVA, T. *et al.* Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. **Applied Energy**, 2023. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121369.
- GALITSKAYA, E.; ZHDANEEV, O. Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation. **Environmental Technology & Innovation**, v. 27, 2022.
- GAYEN, P. *et al.* Selective seawater splitting using pyrochlore electrocatalyst. **ACS Applied Energy Materials**. v. 3, ed. 4, p. 3978–3983, 2020.
- GITMAN, L. J.; ZUTTER, C. J. **Princípios da administração financeira**. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2017.
- GH2. **Global Hydrogen Council. Report on global hydrogen developments**. Paris: GH2, 2022.
- GIZ. **Mapeamento do Hidrogênio Verde no Brasil**. 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-Diagramado-_V2h.pdf. Acesso em: 15 jun. 2024.
- GLOBAL SOLAR ATLAS. **Mapa interativo de irradiação solar: Maranhão**. Global Solar Atlas, 2025. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?s=-2.979042,-44.288635,10>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- GOMES, J. Eletrólise da água na obtenção de hidrogênio: o ressurgimento de uma tecnologia. **Revista de Ciência Elementar**, v. 10, n. 3, p. 1–6, jun. 2022.
- GUPTA, S. *et al.* Photo-Fermentative Bacteria Used for Hydrogen Production. **Applied Sciences**, v. 14, n. 7, 2024. DOI: 10.3390/app14072814.
- GUERRA, L. L. C. **Análise de viabilidade técnica e financeira de uma planta de produção de amônia verde no estado do Ceará**. 2023. 172 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/75554>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- HABIB, M. A. *et al.* Hydrogen combustion, production, and applications: A review. **Alexandria Engineering Journal**, v. 100, p. 182–207, 2024. DOI: 10.1016/j.aej.2024.05.030.
- HASNAIN, A. *et al.* Hydrogen generation using methanol steam reforming – catalysts, reactors, and thermo-chemical recuperation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 191, 2024.
- HASSAN, N. S. *et al.* Recent review and evaluation of green hydrogen production via water electrolysis for a sustainable and clean energy society. **International Journal of Hydrogen Energy**, vol. 52, p. 420–441, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.09.068.

- HASSAN, Q. *et al.* Techno-economic assessment of green hydrogen production by an off-grid photovoltaic energy system. **Energies**, vol. 16, n. 2, 2023.
- HENRY, Ashleigh; McSTAY, Daniel; ROONEY, David; ROBERTSON, Peter; FOLEY, Aoife. Techno-economic analysis to identify the optimal conditions for green hydrogen production. **Energy Conversion and Management**, v. 291, p. 117230, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117230>.
- HILL, S. J. P. *et al.* The cost of clean hydrogen from offshore wind and electrolysis. **Journal of Cleaner Production**, v. 451, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141162>.
- HUNT, J. D. *et al.* **Aspectos sobre o armazenamento e transporte de hidrogênio** [livro eletrônico]. v. 4. Brasília, DF: LaSUS FAU, 2023. (Coleção 1: Conceitos do H2 Power-to-X). ISBN 978-65-84854-29-1.
- HYDEPLOY. **HyDeploy2 Project Gas Network Innovation Competition**. Cadent, 2024. Disponível em: https://hydeploy.co.uk/app/uploads/2024/07/234971_CADENT_HYDEPLOY_REPORT_JUN24_V5.pdf. Acesso em: 8 jul. 2025.
- HYDROGEN COUNCIL. Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective. 2020. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>. Acesso em: 14 dez. 2024.
- ILDEFONSO, L. F. N.; MARTINS NETO, J. H. Avaliação técnica e econômica de diferentes arranjos de plantas para geração de hidrogênio verde. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9., 2024, Natal. **Anais do 9º Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2400>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2019. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>. Acesso em: 12 jan. 2025.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Hydrogen in Latin America. Paris: International Energy Agency, 2021.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Global Hydrogen Review 2023. Paris: IEA, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>. Acesso em: 9 jul. 2025.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook (WEO – Panorama Energético Mundial) 2024. Paris: International Energy Agency, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>. Acesso em: 14 jan. 2025

- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Acesso em: 30 set. 2024.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA); NUCLEAR ENERGY AGENCY (NEA). *Projected costs of generating electricity*. Paris: IEA; NEA, 2020. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2025.
- JARA-COBOS, L. *et al.* Production of hydrogen from lignocellulosic biomass: A review of technologies. **Catalysts**, v. 13, n. 4, p. 1–19, 2023. DOI: 10.3390/catal13040766.
- JU, H. K. *et al.* A comprehensive review of carbon and hydrocarbon assisted water electrolysis for hydrogen production. **Applied Energy**, v. 231, p. 502–533, 2018.
- KAKAVAND, A. *et al.* *Techno-economic assessment of green hydrogen and ammonia production from wind and solar energy in Iran*. 2023.
- KHUSNUTDINOVA, A. N. *et al.* New tolerant strains of purple nonsulfur bacteria for hydrogen production in a two-stage integrated system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 37, p. 8820–8827, 2012. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.03.038.
- KUMAR, S. S; HIMABINDU, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. **Materials Science for Energy Technologies**. v. 2, ed. 3, p. 442–454, 2019.
- L’AIR LIQUIDE. **Gas data book**. Paris: L’Air Liquide, 1976.
- LARA, D. M.; RICHTER, M. F. Hidrogênio verde: a fonte de energia do futuro. **novos Cadernos NAEA**, Belém, v. 26, n. 1, p. 111–133, 2023. ISSN 1516-6481/2179-753. DOI: 10.55648/2675-0105.nc.v26n1p111-133.
- LEPAGE, T. *et al.* Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. **Biomass and Bioenergy**, v. 144, 2021. DOI: 10.1016/j.biombioe.2020.105920.
- LEÓN, M.; SILVA, J.; ORTÍZ-SOTO, R.; CARRASCO, S. **A techno-economic study for off-grid green hydrogen production plants: The case of Chile**. *Energies*, v. 16, 2023. DOI: 10.3390/en16145327.
- LÓPEZ-GÓMEZ, C.; CORSINI, L.; LEAL-AYALA, D.; FOKER, S. **COVID-19 critical supplies: The manufacturing repurposing challenge**. *U. N. Industrial Development Organization (UNIDO)*, 2020. Disponível em: <https://www.unido.org/news/covid-19-critical-supplies-manufacturing-repurposing-challen>. Acesso em: 30 set. 2024.

- MATIAS, A. S.; CAMARGO, F. B.; SOARES, L. D. A. **Estudo do arranjo comercial e técnico para implementar uma usina de hidrogênio verde no Brasil**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022. Disponível em: <https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/8545af67-ce66-42e1-9f2b-ef5e5d2f8364/AlexdeSousaMatiasTCC-PTC22.pdf>. Acesso em: 08 jul. 2025.
- MATUTE, G.; YUSTA, J. M.; NAVAL, N. **Techno-economic model and feasibility assessment of green hydrogen projects based on electrolysis supplied by photovoltaic PPAs**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 48, n. 10, p. 14496–14507, 2023. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.035.
- MELAINA, M. W.; ANTONIA, O.; PENEV, M. **Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues**. National Renewable Energy Laboratory, 2013. (Technical Report NREL/TP-5600-51995).
- MINUTILLO, M. *et al.* Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 13, p. 13667–13677, 2021. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.110.
- MORADI, R.; GROTH, K. M. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 23, p. 12254–12269, 2019. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.
- MUHAMMED, N. S. *et al.* Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. **Journal of Energy Storage**, v. 73, Parte D, 2023.
- MUTHIA, R. *et al.* Techno-economic analysis of green hydrogen production by a floating solar photovoltaic system for industrial decarbonization. **Clean Energy**, v. 8, n. 4, p. 1–14, 2024. DOI: 10.1093/ce/zkae032.
- NEACSA, A. *et al.* Hydrogen–Natural Gas Mix—A Viable Perspective for Environment and Society. *Energies*, v. 16, n. 15, 2023. DOI: 10.3390/en16155751.
- NOVACANA. **Usinas de cana no Maranhão**. Disponível em: https://www.novacana.com/usinas_brasil/estados/maranhao. Acesso em: 8 jul. 2025.
- NOUSSAN, M.; *et al.* Hydrogen economy and climate goals: Perspectives and challenges. *Energy Policy*, v. 145, 2021.
- OLIVEIRA, L. G. *et al.* Obtenção de gás de síntese por reforma a seco do metano em unidade piloto. **Matéria (Rio de Janeiro)**, v. 26, n. 03, 2021. DOI: 10.1590/S1517-707620210003.13024.

- PARFOMAK, P. W. **Pipeline transportation of hydrogen: regulation, research, and policy**. CRS Report no. R46700, Washington, DC, 2021.
- PARRA, D. *et al.* A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 101, p. 279–294, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.010.
- PAULA, G. P. *et al.* Fermentação anaeróbica bacteriana: Uma estratégia para a produção de hidrogênio. **Research, Society and Development**, v. 14, n. 1, 2025. DOI: <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v14i1.48081>.
- PINHEIRO, F. P. *et al.* Techno-economic analysis of green hydrogen generation from combined wind and photovoltaic systems based on hourly temporal correlation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 97, p. 690–707, 2025. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.11.429.
- PINSKY, R. *et al.* Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems. **Progress in Nuclear Energy**, v. 123, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S014919702030069X>. Acesso em: 6 jul. 2025.
- PONTES, A. S. *et al.* Produção de hidrogênio verde a partir de excedentes de parques eólicos no estado do Ceará – Brasil. **Research, Society and Development**, v. 13, n. 10, 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v13i10.47180>.
- POSSO, F. *et al.* Towards the hydrogen economy: Estimation of green hydrogen production potential and the impact of its uses in Ecuador as a case study. **International Journal of Hydrogen Energy**. v. 48, ed. 32, p. 11922–11942, 2023.
- PWC. *Green hydrogen economy – predicted development of tomorrow*. Disponível em: <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/greenhydrogen-cost.html>. Acesso em: 13 jan. 2025.
- RAMBHUNJUN, N. *et al.* Renewable hydrogen for the chemical industry. **MRS Energy & Sustainability**. v. 7, ed. 33, 2020.
- ROBINSON, S. L.; HANDROCK, J. L. **Hydrogen storage for vehicular applications: Technology status and key development areas**. Albuquerque; Livermore: Sandia National Laboratories, 1994.
- RODRIGUES, W.; MELO, J. A. Economic evaluation of low carbon farming technologies in Brazilian savannas. **Informe IGEPEC**, v. 21, n. 1, p. 82–100, 2017. Disponível em: <http://e-revista.unioeste.br/index.php/gepec/article/view/15871/11652>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- RIVARD, E.; TRUDEAU, M.; ZAGHIB, K. **Hydrogen storage for mobility: A review**. *Materials*, 2019. DOI: 10.3390/ma12121973.

- SÁNCHEZ-SQUELLA, A. *et al.* Techno-economic assessment of a green hydrogen production plant for a mining operation in Chile. 2025.
- SANTANA, J. C. C. *et al.* Economic and environmental assessment of hydrogen production from Brazilian energy grid. **Energies**, v. 16, n. 9, p. 3769, 2023. DOI: 10.3390/en16093769.
- SANTOS, G. de S. *et al.* Hydrogen production using renewable energy: solar PV and offshore wind power – An economic evaluation in Bahia. 2023.
- SAAVEDRA, O. R. **Potencial Energético do Maranhão: Energias Oceânicas**. 1. ed. São Luís: Instituto de Energia Elétrica & Renováveis da Universidade Federal do Maranhão (UFMA), 2016.
- SEABRA, M. C. V. P. **Pirólise de resíduos sólidos: revisão teórica, atualidades e perspectivas**. 2023. 35 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Ambiental) – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/55863>. Acesso em: 8 jul. 2025.
- SHARMILA, V. G. *et al.* A review on evaluation of applied pretreatment methods of wastewater towards sustainable H₂ generation: Energy efficiency analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 1, p. 46-63, 2020.
- SICARI, L. F. **Ambientes de Contratação de Energia: Mercado Livre x Mercado Cativo**. 2018. 41 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2018.
- SINHA, P.; PANDEY, A. An evaluative report and challenges for fermentative biohydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 36, p. 7460–7478, 2011. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.02.094.
- SMITH, J.; JOHNSON, R.; BROWN, L. Recent Advances in Hydrogen Storage Methods. **Journal of Energy Storage**, v. 15, 2021.
- SCHMIDT, O.; GAMBA, L.; THOMSON, R. C.; STAFFELL, I.; HAWKES, A. D. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, v. 2, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>.
- STIFTUNG, H. B. **Desafios e oportunidades para o Brasil com o hidrogênio verde**. 2021. Disponível em: <https://br.boell.org/pt-br/2021/05/21/desafios-e-oportunidades-para-o-brasil-com-o-hidrogenio-verde?dimension1=suche>. Acesso em: 30 jun. 2024.
- TAYEH, Yousef A. A comprehensive review of reverse osmosis desalination: Technology, water sources, membrane processes, fouling, and cleaning. *Desalination and Water Treatment*, v. 320, p. 100882, out. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100882>.

TENHUMBERG, N.; BÜKER, K. Ecological and economic evaluation of hydrogen production by different water electrolysis technologies. **Chemical Engineering & Technology**, v. 44, n. 1, p. 45-54, 2020.

THE PARTNERSHIP'S HYDROGEN TECHNICAL TEAM. *Hydrogen production – Overview of technology options.* 2009. Disponível em: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_tech_roadmap.pdf. Acesso em: 18 jul. 2024.

TEIXEIRA JR., S. **Petrobras e Equinor estudam US\$ 70 bi em eólicas offshore: petroleiras assinam acordo para avaliar viabilidade de sete parques no litoral brasileiro.** *Reset Newsletter*, 2023. Disponível em: https://www.capitalreset.com/petrobras-e-equinor-estudam-us-70-bi-em-eolicas-offshore/?utm_campaign=070323_-_bolsa_de_carbono__petro_equinor&utm_medium=email&utm_source=RD+Station. Acesso em: abr. 2025.

TJARKS, G.; GIBELHAUS, A.; LANZERATH, F.; MÜLLER, M.; BARDOW, A.; STOLTEN, D. **Energetically-optimal PEM electrolyzer pressure in power-to-gas plants.** *Applied Energy*, v. 224, p. 264–276, 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.155.

TURTON, R.; BAILLE, R. C.; WHITING, W. B.; SHAELWITZ, J. A. **Analysis, synthesis, and design of chemical processes.** 3. ed., 2009.

UYSAL, S. *et al.* Investigation of hydrogen production potential from different natural water sources in Turkey. **International Journal of Hydrogen Energy**. v. 46, ed. 57, p. 31097–31107, 2021.

VALE. **Transparência Fiscal.** Rio de Janeiro: Vale S.A., 2024. Disponível em: <https://vale.com/pt/esg/transparencia-fiscal>. Acesso em: 30 maio 2025.

VAZ, S. F. M. S.; LIMA, V. S. **Dimensionamento energético de uma planta de hidrogênio verde para suprimento da produção de ureia no polo industrial de Camaçari.** 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia) - Centro Universitário Uniruy, Salvador, 2023. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/handle/ANIMA/34802>. Acesso em: 15 fev. 2025.

VIVES, A. M. V. *et al.* Techno-economic analysis of large-scale green hydrogen production and storage. **Energy Conversion and Management**, 2022.

ZHANG, Y.; LI, X.; WANG, Q.; LIU, Z. *Recent advances in hydrogen production from biomass: overview and perspectives.* *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 913–928, 2015.

- WALKER, I.; MADDEN, B.; TAHIR, F. **Hydrogen supply chain evidence base**. Cambridge: Element Energy Ltd., 2018.
- WARD, B. Balance of plant requirements for a nuclear hydrogen plant. Idaho Falls: Idaho National Laboratory, 2006.
- WEST, M. *et al.* Critical review and analysis of hydrogen safety data collection tools. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 40, p. 17845–17858, 2022. ISSN 0360-3199. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922013945>. Acesso em: 14 dez. 2025.
- YU, Z. Y. *et al.* Clean and affordable hydrogen fuel from alkaline water splitting: past, recent progress, and future prospects. **Advanced Materials**, v. 33, ed. 31, 2021.
- ZOHURI, B. **Hydrogen Energy, Challenges and Solutions for a Cleaner Future**. Springer, 2019.
- ZPE CEARÁ. **O que é uma ZPE**. Fortaleza: ZPE Ceará, 2024. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/o-que-e-uma-zpe/>. Acesso em: 30 maio 2025.
- WANG, T.; CAO, X.; JIAO, L. **PEM water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, and prospects**. *Discover Chemical Engineering*, v. 2, 2022. DOI: 10.1007/s43979-022-00022-8.
- WANG, X.; PENG, P.; WITMAN, M.; STAVILA, V.; ALLENDORF, M.; BREUNIG, H. Technoeconomic Insights into Metal Hydrides for Stationary Hydrogen Storage. *ChemRxiv*, 2024.

ANEXOS

Preliminary assessment of site solar irradiance					
Project	Maranhão				
Geographical coordinates	-2.979042°, -44.288635° (-02°58'45", -044°17'19")				
Report generated	18 Feb 2025				
Generated by	Global Solar Atlas				
Map link	https://globalsolaratlas.info/map?s=-2.979042,-44.288635,10				

Average hourly profiles

Direct normal irradiation [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6										5	9	
6 - 7	76	54	72	101	140	140	132	155	176	206	202	127
7 - 8	236	205	235	261	319	381	400	431	402	387	353	278
8 - 9	328	323	345	369	418	499	507	515	499	460	409	332
9 - 10	367	398	421	424	475	557	557	581	570	525	441	375
10 - 11	376	417	446	421	492	550	563	585	566	516	441	389
11 - 12	380	374	380	388	460	498	528	546	505	483	438	383
12 - 13	358	332	323	350	413	450	488	525	499	511	473	402
13 - 14	315	275	261	256	341	419	458	488	504	538	496	397
14 - 15	267	195	163	174	268	360	415	470	496	542	481	347
15 - 16	206	144	114	118	215	312	371	428	467	480	412	294
16 - 17	144	102	80	93	156	240	305	354	363	352	304	225
17 - 18	84	63	52	45	54	87	146	171	121	88	79	80
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	3,134	2,882	2,892	3,000	3,751	4,495	4,870	5,249	5,169	5,092	4,537	3,628

Fonte: Adaptado de Atlas Solar Brasil (2025)

APÊNDICE A

Estimativa de produção de energia e fluxo de energia

Estimativa da energia produzida mensalmente/hora em KWh												
Fórmula	E=34000*DNI*0,8											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 - 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 - 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 - 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	136	244,8	0
6 - 7	2067,2	1468,8	19584	2747,2	3835,2	3780,8	3563,2	4216	4760	5548,8	5494,4	3454,4
7 - 8	6446,4	5630,4	6446,4	7153,6	8676,8	10336	10825,6	11723,2	10907,2	10553,6	9547,2	7588,8
8 - 9	9003,2	8976	9492,8	10064	11369,6	13518,4	13708,8	13980,8	13572,8	12620,8	11124,8	9112
9 - 10	10064	11016	11532,8	11560	12892,8	15068,8	15068,8	15776	15504	14361,6	11995,2	10254,4
10 - 11	10254,4	11451,2	12158,4	11478,4	13382,4	14960	15232	15857,6	15368	14062,4	11995,2	10662,4
11 - 12	10308,8	10254,4	10336	10608	12484,8	13572,8	14361,6	14824	13736	13137,6	11886,4	10417,6
12 - 13	9683,2	9112	8840	9520	11206,4	12294,4	13246,4	14307,2	13654,4	13926,4	12811,2	10934,4
13 - 14	8540,8	7561,6	7153,6	6963,2	9220,8	11369,6	12430,4	13300,8	13790,4	14633,6	13436,8	10771,2
14 - 15	7180,8	5304	4488	4760	7235,2	9737,6	11206,4	12811,2	13572,8	14715,2	12947,2	9384
15 - 16	5603,2	3944	3155,2	3209,6	5820,8	8486,4	10009,6	11641,6	12648	13028,8	11124,8	7969,6
16 - 17	3889,6	2801,6	2230,4	2529,6	4216	6528	8241,6	9601,6	9846,4	9520	8214,4	6120
17 - 18	2257,6	1740,8	1414,4	1251,2	1468,8	2366,4	3944	4651,2	3291,2	2393,6	2148,8	2203,2
18 - 19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 - 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 - 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 - 22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 - 23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 - 24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fluxo de energia												
	Valor negativo quando usa da rede e valor positivo quando é injetado											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
1 - 2	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
2 - 3	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
3 - 4	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
4 - 5	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
5 - 6	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
6 - 7	-2405,588	-3003,988	15111,212	-1725,588	-637,588	-691,988	-909,588	-256,788	287,212	1076,012	1021,612	-1018,388
7 - 8	1973,612	1157,612	1973,612	2680,812	4204,012	5863,212	6352,812	7250,412	6434,412	6080,812	5074,412	3116,012
8 - 9	4530,412	4503,212	5020,012	5591,212	6896,812	9045,612	9236,012	9508,012	9100,012	8148,012	6652,012	4639,212
9 - 10	5591,212	6543,212	7060,012	7087,212	8420,012	10596,012	10596,012	11303,212	11031,212	9888,812	7522,412	5781,612
10 - 11	5781,612	6978,412	7685,612	7005,612	8909,612	10487,212	10759,212	11384,812	10895,212	9589,612	7522,412	6189,612
11 - 12	5836,012	5781,612	5863,212	6135,212	8012,012	9100,012	9888,812	10351,212	9263,212	8664,812	7413,612	5944,812
12 - 13	5210,412	4639,212	4367,212	5047,212	6733,612	7821,612	8773,612	9834,412	9181,612	9453,612	8338,412	6461,612
13 - 14	4068,012	3088,812	2680,812	2490,412	4748,012	6896,812	7957,612	8828,012	9317,612	10160,812	8964,012	6298,412
14 - 15	2708,012	831,212	15,212	287,212	2762,412	5264,812	6733,612	8338,412	9100,012	10242,412	8474,412	4911,212
15 - 16	1130,412	-528,788	-1317,588	-1263,188	1348,012	4013,612	5536,812	7168,812	8175,212	8556,012	6652,012	3496,812
16 - 17	-583,188	-1671,188	-2242,388	-1943,188	-256,788	2055,212	3768,812	5128,812	5373,612	5047,212	3741,612	1647,212
17 - 18	-2215,188	-2731,988	-3058,388	-3221,588	-3003,988	-2106,388	-528,788	178,412	-1181,588	-2079,188	-2323,988	-2269,588
18 - 19	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
19 - 20	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
20 - 21	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
21 - 22	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
22 - 23	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
23 - 24	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788	-4472,788
Injetado KWh	36829,708	33523,296	49776,908	36324,896	52034,508	71144,12	79603,32	89274,532	88159,332	86908,132	71376,932	48486,52

Fonte: Autoria Própria

APÊNDICE B

CAPEX e OPEX – Cenário A

Produção de H2 com ACL - Hidrelétrica - Cenário A			
CAPEX			
	Item	%	R\$
A	Total do Investimento em capital fixo		138.378.525,47
A1	Total dos custos diretos na planta		110.702.820,37
	1 Compra de equipamentos	1	67.501.719,74
	2 Instalação de equipamentos	0,22	14.850.378,34
	3 Instrumentação e controle	0,07	4.725.120,38
	4 Linhas e tubulações	0,2	13.500.343,95
	5 Sistemas elétricos	0,05	3.375.085,99
	6 Edificações	0,1	6.750.171,97
	7 Terraplanagem	0	-
	8 Serviços e infraestrutura	0	-
	9 Terreno	0	-
A2	Total dos custos indiretos na planta		27.675.705,09
	10 Engenharia e supervisão	0,1	6.750.171,97
	11 Despesas de montagem	0,07	4.725.120,38
	12 Despesas legais	0,03	2.025.051,59
	13 Taxa de contratação	0,06	4.050.103,18
	14 Contingência	0,15	10.125.257,96
B	Capital de giro	0,1	15.375.391,72
	CAPEX do sistema de eletrólise (A+B)		153.753.917,19
	CAPEX do sistema de energia renovável		-
	CAPEX do sistema de osmose reversa		904.379,47
	Total do CAPEX		154.658.296,66
OPEX			
	Item	%	R\$
C	Custos totais de manufatura		56.838.190,87
C1	Custos diretos de produção		30.352.429,42
	1 Matérias primas		8.855.815,30
	Água		125.161,84
	Energia		8.730.653,46
	2 Salários diretos		3.205.536,00
	3 Custos diretos de supervisão	0,18	576.996,48
	4 Utilidades		
	5 Manutenção e reparos (% investimento capital fixo)	0,06	8.302.711,53
	6 Suprimentos operacionais (% item 5)	0,009	74.724,40
	7 Laboratório (% item 2)	0,15	480.830,40
C2	Custos indiretos de produção		19.234.615,04
	8 Depreciação	0,1	13.837.852,55
	9 Impostos locais (% investimento capital fixo)	0,032	4.428.112,81
	10 Seguro (% investimento capital fixo)	0,007	968.649,68
C3	Custos de overhead (% 2+3+5)	0,6	7.251.146,40
D	Despesas gerais		12.984.401,36
	11 Despesas administrativas (% 2+3+5)	0,15	1.812.786,60
	12 Custos de distribuição e venda (% I)	0,11	7.680.485,14
	13 Pesquisa e desenvolvimento (% I)	0,05	3.491.129,61
I	OPEX do sistema de eletrólise		69.822.592,22
II	OPEX do sistema de energia renovável		-
III	OPEX do sistema de osmose reversa	0,1273	115.127,51
	Total do OPEX		69.937.719,73

Fonte: Autoria Própria

APÊNDICE C

CAPEX e OPEX – Cenário B

Produção de H2 com ACL - Eólica - Cenário B			
CAPEX			
	Item	%	R\$
A	Total do Investimento em capital fixo		138.378.525,47
A1	Total dos custos diretos na planta		110.702.820,37
	1 Compra de equipamentos	1	67.501.719,74
	2 Instalação de equipamentos	0,22	14.850.378,34
	3 Instrumentação e controle	0,07	4.725.120,38
	4 Linhas e tubulações	0,2	13.500.343,95
	5 Sistemas elétricos	0,05	3.375.085,99
	6 Edificações	0,1	6.750.171,97
	7 Terraplanagem	0	-
	8 Serviços e infraestrutura	0	-
	9 Terreno	0	-
A2	Total dos custos indiretos na planta		27.675.705,09
	10 Engenharia e supervisão	0,1	6.750.171,97
	11 Despesas de montagem	0,07	4.725.120,38
	12 Despesas legais	0,03	2.025.051,59
	13 Taxa de contratação	0,06	4.050.103,18
	14 Contingência	0,15	10.125.257,96
B	Capital de giro	0,1	15.375.391,72
	CAPEX do sistema de eletrólise (A+B)		153.753.917,19
	CAPEX do sistema de energia renovável		-
	CAPEX do sistema de osmose reversa		904.379,47
	Total do CAPEX		154.658.296,66
OPEX			
	Item	%	R\$
C	Custos totais de manufatura		58.576.438,00
C1	Custos diretos de produção		32.090.676,56
	1 Matérias primas		9.724.938,87
	Água		125.161,84
	Energia		9.599.777,03
	2 Salários diretos		3.205.536,00
	3 Custos diretos de supervisão	0,18	576.996,48
	4 Utilidades		
	5 Manutenção e reparos (% investimento capital fixo)	0,06	8.302.711,53
	6 Suprimentos operacionais (% item 5)	0,009	74.724,40
	7 Laboratório (% item 2)	0,15	480.830,40
C2	Custos indiretos de produção		19.234.615,04
	8 Depreciação	0,1	13.837.852,55
	9 Impostos locais (% investimento capital fixo)	0,032	4.428.112,81
	10 Seguro (% investimento capital fixo)	0,007	968.649,68
C3	Custos de overhead (% 2+3+5)	0,6	7.251.146,40
D	Despesas gerais		13.315.496,05
	11 Despesas administrativas (% 2+3+5)	0,15	1.812.786,60
	12 Custos de distribuição e venda (% I)	0,11	7.908.112,75
	13 Pesquisa e desenvolvimento (% I)	0,05	3.594.596,70
I	OPEX do sistema de eletrólise		71.891.934,05
II	OPEX do sistema de energia renovável		-
III	OPEX do sistema de osmose reversa	0,1273	115.127,51
	Total do OPEX		72.007.061,56

Fonte: Autoria Própria

APÊNDICE D

CAPEX e OPEX – Cenário C

Produção de H2 com PV - Cenário C			
CAPEX			
	Item	%	R\$
A	Total do Investimento em capital fixo		138.378.525,47
A1	Total dos custos diretos na planta		110.702.820,37
	1 Compra de equipamentos	1	67.501.719,74
	2 Instalação de equipamentos	0,22	14.850.378,34
	3 Instrumentação e controle	0,07	4.725.120,38
	4 Linhas e tubulações	0,2	13.500.343,95
	5 Sistemas elétricos	0,05	3.375.085,99
	6 Edificações	0,1	6.750.171,97
	7 Terraplanagem	0	-
	8 Serviços e infraestrutura	0	-
	9 Terreno	0	-
A2	Total dos custos indiretos na planta		27.675.705,09
	10 Engenharia e supervisão	0,1	6.750.171,97
	11 Despesas de montagem	0,07	4.725.120,38
	12 Despesas legais	0,03	2.025.051,59
	13 Taxa de contratação	0,06	4.050.103,18
	14 Contingência	0,15	10.125.257,96
B	Capital de giro	0,1	15.375.391,72
	CAPEX do sistema de eletrólise (A+B)		153.753.917,19
	CAPEX do sistema de energia renovável		136.000.000,00
	CAPEX do sistema de osmose reversa		904.379,47
	Total do CAPEX		290.658.296,66
OPEX			
	Item	%	R\$
C	Custos totais de manufatura		39.392.436,75
C1	Custos diretos de produção		12.906.675,31
	1 Matérias primas		132.938,25
	Água		125.161,84
	Energia		7.776,41
	2 Salários diretos		3.205.536,00
	3 Custos diretos de supervisão	0,18	576.996,48
	4 Utilidades		
	5 Manutenção e reparos (% investimento capital fixo)	0,06	8.302.711,53
	6 Suprimentos operacionais (% item 5)	0,009	74.724,40
	7 Laboratório (% item 2)	0,15	480.830,40
C2	Custos indiretos de produção		19.234.615,04
	8 Depreciação	0,1	13.837.852,55
	9 Impostos locais (% investimento capital fixo)	0,032	4.428.112,81
	10 Seguro (% investimento capital fixo)	0,007	968.649,68
C3	Custos de overhead (% 2+3+5)	0,6	7.251.146,40
D	Despesas gerais		9.661.400,57
	11 Despesas administrativas (% 2+3+5)	0,15	1.812.786,60
	12 Custos de distribuição e venda (% I)	0,11	5.395.922,11
	13 Pesquisa e desenvolvimento (% I)	0,05	2.452.691,87
I	OPEX do sistema de eletrólise		49.053.837,33
II	OPEX do sistema de energia renovável	0,02	2.720.000,00
III	OPEX do sistema de osmose reversa	0,1273	115.127,51
	Total do OPEX		51.888.964,83

Fonte: Autoria Própria

APÊNDICE E

DRE cenário A

Demonstrativo de Resultados Esperados - Cenário A -Hidrelétrica										
		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9
Receita Bruta		R\$ 41.442.624,00	R\$ 43.514.755,20	R\$ 45.690.492,96	R\$ 47.975.017,61	R\$ 50.373.768,49	R\$ 52.892.456,91	R\$ 55.537.079,76	R\$ 58.313.933,75	R\$ 61.229.630,43
Custos variáveis		R\$ 8.855.815,30	R\$ 9.298.606,07	R\$ 9.763.536,37	R\$ 10.251.713,19	R\$ 10.764.298,85	R\$ 11.302.513,79	R\$ 11.867.639,48	R\$ 12.461.021,46	R\$ 13.084.072,53
Custos fixos		R\$ 6.563.968,76	R\$ 6.892.167,20	R\$ 7.236.775,56	R\$ 7.598.614,34	R\$ 7.978.545,05	R\$ 8.377.472,30	R\$ 8.796.345,92	R\$ 9.236.163,22	R\$ 9.697.971,38
Lucro Bruto		R\$ 26.022.839,94	R\$ 27.323.981,93	R\$ 28.690.181,03	R\$ 30.124.690,08	R\$ 31.630.924,59	R\$ 33.212.470,81	R\$ 34.873.094,36	R\$ 36.616.749,07	R\$ 38.447.586,53
Lucro Antes IR		R\$ 25.685.331,34	R\$ 26.986.473,33	R\$ 28.352.672,43	R\$ 29.787.181,48	R\$ 31.293.415,99	R\$ 32.874.962,21	R\$ 34.535.585,76	R\$ 36.279.240,47	R\$ 38.110.077,93
IR	0,34	R\$ 8.733.012,65	R\$ 9.175.400,93	R\$ 9.639.908,63	R\$ 10.127.641,70	R\$ 10.639.761,43	R\$ 11.177.487,15	R\$ 11.742.099,16	R\$ 12.334.941,76	R\$ 12.957.426,50
Depreciação		R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60
Lucro Líquido		R\$ 16.952.318,68	R\$ 17.811.072,40	R\$ 18.712.763,80	R\$ 19.659.539,78	R\$ 20.653.654,55	R\$ 21.697.475,06	R\$ 22.793.486,60	R\$ 23.944.298,71	R\$ 25.152.651,43
Amortização		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Fluxo de caixa	-R\$ 154.658.296,66	R\$ 17.289.827,28	R\$ 18.148.581,00	R\$ 19.050.272,40	R\$ 19.997.048,38	R\$ 20.991.163,15	R\$ 22.034.983,66	R\$ 23.130.995,20	R\$ 24.281.807,31	R\$ 25.490.160,03
	Taxa de crescimento	5%		Quantidade produzida e	714528					
	Taxa de desconto	10,0%		Preço de venda H2	R\$ 58,00					
				Receita Bruta	R\$ 41.442.624,00					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Fluxo de caixa livre	-R\$ 154.658.296,66	R\$ 17.289.827,28	R\$ 18.148.581,00	R\$ 19.050.272,40	R\$ 19.997.048,38	R\$ 20.991.163,15	R\$ 22.034.983,66	R\$ 23.130.995,20	R\$ 24.281.807,31	R\$ 25.490.160,03
FCD	-R\$ 154.658.296,66	R\$ 15.718.024,80	R\$ 14.998.827,27	R\$ 14.312.751,62	R\$ 13.658.253,11	R\$ 13.033.860,80	R\$ 12.438.173,83	R\$ 11.869.857,97	R\$ 11.327.642,32	R\$ 10.810.316,16
VP Acumulado	-R\$ 154.658.296,66	R\$ 138.940.271,85	R\$ 123.941.444,58	R\$ 109.628.692,96	R\$ 95.970.439,85	R\$ 82.936.579,06	R\$ 70.498.405,23	R\$ 58.628.547,26	R\$ 47.300.904,95	R\$ 36.490.588,79
VP Fluxo Futuro	R\$ 209.002.900,65									
VPL	R\$ 54.344.603,99									
TIR	14,01%			Receita Bruta	Lucro Liquido					
Tempo de Payback	12,77			R\$ 1.370.339.903,09	R\$ 563.455.106,91					

Fonte: Autoria Própria

[illegible]

Fonte: Autoria Própria

Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
R\$ 64.291.111,96	R\$ 67.505.667,55	R\$ 70.880.950,93	R\$ 74.424.998,48	R\$ 78.146.248,40	R\$ 82.053.560,82	R\$ 86.156.238,86	R\$ 90.464.050,81	R\$ 94.987.253,35	R\$ 99.736.616,01	R\$ 104.723.446,81
R\$ 15.086.572,07	R\$ 15.840.900,67	R\$ 16.632.945,71	R\$ 17.464.592,99	R\$ 18.337.822,64	R\$ 19.254.713,77	R\$ 20.217.449,46	R\$ 21.228.321,94	R\$ 22.289.738,03	R\$ 23.404.224,94	R\$ 24.574.436,18
R\$ 10.182.869,95	R\$ 10.692.013,44	R\$ 11.226.614,11	R\$ 11.787.944,82	R\$ 12.377.342,06	R\$ 12.996.209,16	R\$ 13.646.019,62	R\$ 14.328.320,60	R\$ 15.044.736,63	R\$ 15.796.973,47	R\$ 16.586.822,14
R\$ 39.021.669,94	R\$ 40.972.753,44	R\$ 43.021.391,11	R\$ 45.172.460,66	R\$ 47.431.083,70	R\$ 49.802.637,88	R\$ 52.292.769,78	R\$ 54.907.408,26	R\$ 57.652.778,68	R\$ 60.535.417,61	R\$ 63.562.188,49
R\$ 38.684.161,34	R\$ 40.635.244,84	R\$ 42.683.882,51	R\$ 44.834.952,06	R\$ 47.093.575,10	R\$ 49.465.129,28	R\$ 51.955.261,18	R\$ 54.569.899,66	R\$ 57.315.270,08	R\$ 60.197.909,01	R\$ 63.224.679,89
R\$ 13.152.614,86	R\$ 13.815.983,24	R\$ 14.512.520,05	R\$ 15.243.883,70	R\$ 16.011.815,53	R\$ 16.818.143,96	R\$ 17.664.788,80	R\$ 18.553.765,89	R\$ 19.487.191,83	R\$ 20.467.289,06	R\$ 21.496.391,16
R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60
R\$ 25.531.546,48	R\$ 26.819.261,59	R\$ 28.171.362,46	R\$ 29.591.068,36	R\$ 31.081.759,56	R\$ 32.646.985,33	R\$ 34.290.472,38	R\$ 36.016.133,78	R\$ 37.828.078,25	R\$ 39.730.619,95	R\$ 41.728.288,73
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R\$ 25.869.055,08	R\$ 27.156.770,19	R\$ 28.508.871,06	R\$ 29.928.576,96	R\$ 31.419.268,16	R\$ 32.984.493,93	R\$ 34.627.980,98	R\$ 36.353.642,38	R\$ 38.165.586,85	R\$ 40.068.128,55	R\$ 42.065.797,33
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
R\$ 25.869.055,08	R\$ 27.156.770,19	R\$ 28.508.871,06	R\$ 29.928.576,96	R\$ 31.419.268,16	R\$ 32.984.493,93	R\$ 34.627.980,98	R\$ 36.353.642,38	R\$ 38.165.586,85	R\$ 40.068.128,55	R\$ 42.065.797,33
R\$ 9.973.640,59	R\$ 9.518.282,28	R\$ 9.083.804,90	R\$ 8.669.242,68	R\$ 8.273.675,29	R\$ 7.896.225,60	R\$ 7.536.057,57	R\$ 7.192.374,34	R\$ 6.864.416,27	R\$ 6.551.459,20	R\$ 6.252.812,73
-R\$ 30.441.499,35	-R\$ 20.923.217,07	-R\$ 11.839.412,18	-R\$ 3.170.169,49	R\$ 5.103.505,80	R\$ 12.999.731,40	R\$ 20.535.788,97	R\$ 27.728.163,31	R\$ 34.592.579,58	R\$ 41.144.038,78	R\$ 47.396.851,51
				0,38						

Fonte: Autoria Própria

Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
R\$ 64.291.111,96	R\$ 67.505.667,55	R\$ 70.880.950,93	R\$ 74.424.998,48	R\$ 78.146.248,40	R\$ 82.053.560,82	R\$ 86.156.238,86	R\$ 90.464.050,81	R\$ 94.987.253,35	R\$ 99.736.616,01	R\$ 104.723.446,81
R\$ 206.230,85	R\$ 216.542,40	R\$ 227.369,52	R\$ 238.737,99	R\$ 250.674,89	R\$ 263.208,64	R\$ 276.369,07	R\$ 290.187,52	R\$ 304.696,90	R\$ 319.931,74	R\$ 335.928,33
R\$ 10.182.869,95	R\$ 10.692.013,44	R\$ 11.226.614,11	R\$ 11.787.944,82	R\$ 12.377.342,06	R\$ 12.996.209,16	R\$ 13.646.019,62	R\$ 14.328.320,60	R\$ 15.044.736,63	R\$ 15.796.973,47	R\$ 16.586.822,14
R\$ 53.902.011,16	R\$ 56.597.111,71	R\$ 59.426.967,30	R\$ 62.398.315,66	R\$ 65.518.231,45	R\$ 68.794.143,02	R\$ 72.233.850,17	R\$ 75.845.542,68	R\$ 79.637.819,81	R\$ 83.619.710,80	R\$ 87.800.696,34
R\$ 53.564.502,56	R\$ 56.259.603,11	R\$ 59.089.458,70	R\$ 62.060.807,06	R\$ 65.180.722,85	R\$ 68.456.634,42	R\$ 71.896.341,57	R\$ 75.508.034,08	R\$ 79.300.311,21	R\$ 83.282.202,20	R\$ 87.463.187,74
R\$ 18.211.930,87	R\$ 19.128.265,06	R\$ 20.090.415,96	R\$ 21.100.674,40	R\$ 22.161.445,77	R\$ 23.275.255,70	R\$ 24.444.756,13	R\$ 25.672.731,59	R\$ 26.962.105,81	R\$ 28.315.948,75	R\$ 29.737.483,83
R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60
R\$ 35.352.571,69	R\$ 37.131.338,05	R\$ 38.999.042,74	R\$ 40.960.132,66	R\$ 43.019.277,08	R\$ 45.181.378,72	R\$ 47.451.585,44	R\$ 49.835.302,49	R\$ 52.338.205,40	R\$ 54.966.253,45	R\$ 57.725.703,91
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R\$ 35.690.080,29	R\$ 37.468.846,65	R\$ 39.336.551,34	R\$ 41.297.641,26	R\$ 43.356.785,68	R\$ 45.518.887,32	R\$ 47.789.094,04	R\$ 50.172.811,09	R\$ 52.675.714,00	R\$ 55.303.762,05	R\$ 58.063.212,51
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
R\$ 35.690.080,29	R\$ 37.468.846,65	R\$ 39.336.551,34	R\$ 41.297.641,26	R\$ 43.356.785,68	R\$ 45.518.887,32	R\$ 47.789.094,04	R\$ 50.172.811,09	R\$ 52.675.714,00	R\$ 55.303.762,05	R\$ 58.063.212,51
R\$ 13.760.070,95	R\$ 13.132.602,17	R\$ 12.533.837,52	R\$ 11.962.455,64	R\$ 11.417.196,76	R\$ 10.896.859,72	R\$ 10.400.299,24	R\$ 9.926.423,20	R\$ 9.474.190,18	R\$ 9.042.607,02	R\$ 8.630.726,56
-R\$ 119.342.128,72	-R\$ 106.209.526,55	-R\$ 93.675.689,03	-R\$ 81.713.233,39	-R\$ 70.296.036,63	-R\$ 59.399.176,91	-R\$ 48.998.877,68	-R\$ 39.072.454,48	-R\$ 29.598.264,30	-R\$ 20.555.657,28	-R\$ 11.924.930,72
9,09	8,47	7,83	7,16	6,45	5,71	5,71	4,94	4,12		

Fonte: Autoria Própria

APÊNDICE H

DRE cenário C para 25 anos

Demonstrativo de Resultados Esperados- Cenário C - PV (25 anos)													
		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12
Receita Bruta		R\$ 41.442.624,00	R\$ 43.514.755,20	R\$ 45.690.492,96	R\$ 47.975.017,61	R\$ 50.373.768,49	R\$ 52.892.456,91	R\$ 55.537.079,76	R\$ 58.313.933,75	R\$ 61.229.630,43	R\$ 64.291.111,96	R\$ 67.505.667,55	R\$ 70.880.950,93
Custos variáveis		R\$ 132.938,25	R\$ 139.585,16	R\$ 146.564,42	R\$ 153.892,64	R\$ 161.587,27	R\$ 169.666,63	R\$ 178.149,97	R\$ 187.057,46	R\$ 196.410,34	R\$ 206.230,85	R\$ 216.542,40	R\$ 227.369,52
Custos fixos		R\$ 6.563.968,76	R\$ 6.892.167,20	R\$ 7.236.775,56	R\$ 7.598.614,34	R\$ 7.978.545,05	R\$ 8.377.472,30	R\$ 8.796.345,92	R\$ 9.236.163,22	R\$ 9.697.971,38	R\$ 10.182.869,95	R\$ 10.692.013,44	R\$ 11.226.614,11
Lucro Bruto		R\$ 34.745.716,99	R\$ 36.483.002,84	R\$ 38.307.152,98	R\$ 40.222.510,63	R\$ 42.233.636,17	R\$ 44.345.317,97	R\$ 46.562.583,87	R\$ 48.890.713,07	R\$ 51.335.248,72	R\$ 53.902.011,16	R\$ 56.597.111,71	R\$ 59.426.967,30
Lucro Antes IR		R\$ 34.408.208,39	R\$ 36.145.494,24	R\$ 37.969.644,38	R\$ 39.885.002,03	R\$ 41.896.127,57	R\$ 44.007.809,37	R\$ 46.225.075,27	R\$ 48.553.204,47	R\$ 50.997.740,12	R\$ 53.564.502,56	R\$ 56.259.603,11	R\$ 59.089.458,70
IR	0,34	R\$ 11.698.790,85	R\$ 12.289.468,04	R\$ 12.909.679,09	R\$ 13.560.900,69	R\$ 14.244.683,37	R\$ 14.962.655,19	R\$ 15.716.525,59	R\$ 16.508.089,52	R\$ 17.339.231,64	R\$ 18.211.930,87	R\$ 19.128.265,06	R\$ 20.090.415,96
Depreciação		R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60
Lucro Líquido		R\$ 22.709.417,54	R\$ 23.856.026,20	R\$ 25.059.965,29	R\$ 26.324.101,34	R\$ 27.651.444,19	R\$ 29.045.154,19	R\$ 30.508.549,68	R\$ 32.045.114,95	R\$ 33.658.508,48	R\$ 35.352.571,69	R\$ 37.131.338,05	R\$ 38.999.042,74
Amortização		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de caixa	-R\$ 290.658.296,66	R\$ 23.046.926,14	R\$ 24.193.534,80	R\$ 25.397.473,89	R\$ 26.661.609,94	R\$ 27.988.952,79	R\$ 29.382.662,79	R\$ 30.846.058,28	R\$ 32.382.623,55	R\$ 33.996.017,08	R\$ 35.690.080,29	R\$ 37.468.846,65	R\$ 39.336.551,34
	Taxa de crescimento	5%		Quantidade produzida e	714528								
	Taxa de desconto	10,0%		Preço de venda H2	R\$ 58,00								
				Receita Bruta	R\$ 41.442.624,00								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Fluxo de caixa livre	-R\$ 290.658.296,66	R\$ 23.046.926,14	R\$ 24.193.534,80	R\$ 25.397.473,89	R\$ 26.661.609,94	R\$ 27.988.952,79	R\$ 29.382.662,79	R\$ 30.846.058,28	R\$ 32.382.623,55	R\$ 33.996.017,08	R\$ 35.690.080,29	R\$ 37.468.846,65	R\$ 39.336.551,34
FCD	-R\$ 290.658.296,66	R\$ 20.951.751,04	R\$ 19.994.656,86	R\$ 19.081.498,04	R\$ 18.210.238,33	R\$ 17.378.937,60	R\$ 16.585.747,14	R\$ 15.828.905,22	R\$ 15.106.732,88	R\$ 14.417.629,88	R\$ 13.760.070,95	R\$ 13.132.602,17	R\$ 12.533.837,52
VP Acumulado	-R\$ 290.658.296,66	-R\$ 269.706.545,62	-R\$ 249.711.888,76	-R\$ 230.630.390,72	-R\$ 212.420.152,39	-R\$ 195.041.214,79	-R\$ 178.455.467,65	-R\$ 162.626.562,43	-R\$ 147.519.829,55	-R\$ 133.102.199,67	-R\$ 119.342.128,72	-R\$ 106.209.526,55	-R\$ 93.675.689,03
VP Fluxo Futuro	R\$ 316.337.438,01												
VPL	R\$ 25.679.141,36												
TIR	10,90%			Receita Bruta	Lucro Líquido								
Tempo de Payback	21,56			R\$ 1.370.339.903,09	R\$ 753.819.073,49								

Fonte: Autoria Própria

Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
R\$ 74.424.998,48	R\$ 78.146.248,40	R\$ 82.053.560,82	R\$ 86.156.238,86	R\$ 90.464.050,81	R\$ 94.987.253,35	R\$ 99.736.616,01	R\$ 104.723.446,81	R\$ 109.959.619,15	R\$ 115.457.600,11	R\$ 121.230.480,12	R\$ 127.292.004,12	R\$ 133.656.604,33
R\$ 238.737,99	R\$ 250.674,89	R\$ 263.208,64	R\$ 276.369,07	R\$ 290.187,52	R\$ 304.696,90	R\$ 319.931,74	R\$ 335.928,33	R\$ 352.724,75	R\$ 370.360,99	R\$ 388.879,03	R\$ 408.322,99	R\$ 428.739,14
R\$ 11.787.944,82	R\$ 12.377.342,06	R\$ 12.996.209,16	R\$ 13.646.019,62	R\$ 14.328.320,60	R\$ 15.044.736,63	R\$ 15.796.973,47	R\$ 16.586.822,14	R\$ 17.416.163,25	R\$ 18.286.971,41	R\$ 19.201.319,98	R\$ 20.161.385,98	R\$ 21.169.455,28
R\$ 62.398.315,66	R\$ 65.518.231,45	R\$ 68.794.143,02	R\$ 72.233.850,17	R\$ 75.845.542,68	R\$ 79.637.819,81	R\$ 83.619.710,80	R\$ 87.800.696,34	R\$ 92.190.731,16	R\$ 96.800.267,72	R\$ 101.640.281,10	R\$ 106.722.295,16	R\$ 112.058.409,92
R\$ 62.060.807,06	R\$ 65.180.722,85	R\$ 68.456.634,42	R\$ 71.896.341,57	R\$ 75.508.034,08	R\$ 79.300.311,21	R\$ 83.282.202,20	R\$ 87.463.187,74	R\$ 91.853.222,56	R\$ 96.462.759,12	R\$ 101.302.772,50	R\$ 106.384.786,56	R\$ 111.720.901,32
R\$ 21.100.674,40	R\$ 22.161.445,77	R\$ 23.275.255,70	R\$ 24.444.756,13	R\$ 25.672.731,59	R\$ 26.962.105,81	R\$ 28.315.948,75	R\$ 29.737.483,83	R\$ 31.230.095,67	R\$ 32.797.338,10	R\$ 34.442.942,65	R\$ 36.170.827,43	R\$ 37.985.106,45
R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60	R\$ 337.508,60
R\$ 40.960.132,66	R\$ 43.019.277,08	R\$ 45.181.378,72	R\$ 47.451.585,44	R\$ 49.835.302,49	R\$ 52.338.205,40	R\$ 54.966.253,45	R\$ 57.725.703,91	R\$ 60.623.126,89	R\$ 63.665.421,02	R\$ 66.859.829,85	R\$ 70.213.959,13	R\$ 73.735.794,87
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R\$ 41.297.641,26	R\$ 43.356.785,68	R\$ 45.518.887,32	R\$ 47.789.094,04	R\$ 50.172.811,09	R\$ 52.675.714,00	R\$ 55.303.762,05	R\$ 58.063.212,51	R\$ 60.960.635,49	R\$ 64.002.929,62	R\$ 67.197.338,45	R\$ 70.551.467,73	R\$ 74.073.303,47
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
R\$ 41.297.641,26	R\$ 43.356.785,68	R\$ 45.518.887,32	R\$ 47.789.094,04	R\$ 50.172.811,09	R\$ 52.675.714,00	R\$ 55.303.762,05	R\$ 58.063.212,51	R\$ 60.960.635,49	R\$ 64.002.929,62	R\$ 67.197.338,45	R\$ 70.551.467,73	R\$ 74.073.303,47
R\$ 11.962.455,64	R\$ 11.417.196,76	R\$ 10.896.859,72	R\$ 10.400.299,24	R\$ 9.926.423,20	R\$ 9.474.190,18	R\$ 9.042.607,02	R\$ 8.630.726,56	R\$ 8.237.645,48	R\$ 7.862.502,20	R\$ 7.504.474,97	R\$ 7.162.779,95	R\$ 6.836.669,48
-R\$ 81.713.233,39	-R\$ 70.296.036,63	-R\$ 59.399.176,91	-R\$ 48.998.877,68	-R\$ 39.072.454,48	-R\$ 29.598.264,30	-R\$ 20.555.657,28	-R\$ 11.924.930,72	-R\$ 3.687.285,24	R\$ 4.175.216,96	R\$ 11.679.691,93	R\$ 18.842.471,88	R\$ 25.679.141,36
									0,56			

Fonte: Autoria Própria