

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

LUIZ GUSTAVO RODRIGUES FIGUEIREDO

PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO MARANHÃO: ANÁLISE DE
POTENCIAIS ÁREAS E DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA

São Luís - MA
2025

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

LUIZ GUSTAVO RODRIGUES FIGUEIREDO

PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO MARANHÃO: ANÁLISE DE
POTENCIAIS ÁREAS E DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Energia e Ambiente da
Universidade Federal do Maranhão para a
obtenção do grau de mestre em Energia e
Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. Ulisses Magalhães
Nascimento

São Luís - MA
2025

LUIZ GUSTAVO RODRIGUES FIGUEIREDO

PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO MARANHÃO: ANÁLISE DE
POTENCIAIS ÁREAS E DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Energia e Ambiente da
Universidade Federal do Maranhão para a
obtenção do grau de mestre em Energia e
Ambiente.

Aprovada em ____ / ____ / ____

BANCA EXAMIDADORA

Prof. Dr. Ulisses Magalhães Nascimento (Orientador)
Universidade Federal do Maranhão

Profa. Dra. Nahieh Toscano Miranda
Universidade Federal do Maranhão

Profa. Dra. Cáritas de Jesus Silva Mendonça
Universidade Federal do Maranhão

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Figueiredo, Luiz Gustavo Rodrigues.

Produção de hidrogênio verde no Maranhão : análise de potenciais áreas e da viabilidade técnico-econômica / Luiz Gustavo Rodrigues Figueiredo. - 2025.

136 f.

Orientador(a): Ulisses Magalhães Nascimento.

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

1. Maranhão. 2. Hidrogênio Verde. 3. Lcoh. 4. Energia Eólica. 5. Energia Fotovoltaica. I. Nascimento, Ulisses Magalhães. II. Título.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparativo do consumo total de energia final (TFEC) no mundo considerando os anos de 2020 e 2050 em um cenário de temperatura média global de 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais.....	18
Figura 2 - Projeção da evolução de custos de produção de hidrogênio	19
Figura 3 - Matriz Elétrica Brasileira	24
Figura 4 - Comparação da participação de fósseis na matriz elétrica (Brasil, OCDE e mundo).....	26
Figura 5 - Evolução da participação das fontes não fósseis no Brasil.....	27
Figura 6 - Composição da Capacidade Instalada de Energia no Maranhão em 2025 (em %).....	28
Figura 7 - Perfil da curva de geração de energia no Maranhão em 2023 (GWh)	30
Figura 8 - Perfil da curva de geração de energia por tipo de fonte no Maranhão em 2023 (GWh).....	30
Figura 9 - Distribuição das usinas de geração elétrica no Maranhão.....	31
Figura 10 - Coeficiente de Potência de diferentes tipos de aerogerador.....	33
Figura 11 - Diferença entre o Mercado Regulado e Mercado Livre de Energia	35
Figura 12 - Participação por Estado no ACL	37
Figura 13 - Consumo de energia elétrica pelo ACL no Maranhão (MWmédio)	37
Figura 14 - Possibilidades de certificação de H ₂	39
Figura 15 - Poder calorífico de diferentes combustíveis utilizados.....	41
Figura 16 - Classificação do hidrogênio em escala de cores	41
Figura 17 - Processo de eletrólise da água	44
Figura 18 - Célula de eletrolisador do tipo alcalino.....	46
Figura 19 - Eletrolisadores por tipo de alimentação elétrica: unipolar (a) e bipolar (b).....	47
Figura 20 - Eletrolisador do tipo PEM.....	48
Figura 21 - Esquema de eletrolisador tipo SOE	49
Figura 22 - Processo Típico de Tratamento da água por Osmose Reversa	54
Figura 23 - Processo Típico de Tratamento da água pela Técnica de Troca Iônica	55

Figura 24 - Mapa do Potencial Eólico do Maranhão a 150 m de Altura	63
Figura 25 - Evolução da MMGD no Maranhão entre 2014 e 2023 considerando a (a) capacidade instalada (MW) e (b) o número de sistemas instalados.	64
Figura 26 - Índice de Irradiação Horizontal Global Anual no Estado do Maranhão	65
Figura 27 - Bacias Hidrográficas do Maranhão	66
Figura 28 - Municípios com estações fluviométricas que possuem dados de vazão dos rios	69
Figura 29 - Berços de atracação do Porto do Itaqui em São Luís/MA.....	70
Figura 30 - Hinterlândia do Porto do Itaqui.....	71
Figura 31 - Principais rotas marítimas a partir do Porto do Itaqui.....	71
Figura 32 - Sistema Elétrico Maranhense	73
Figura 33 - Planta de localização da ZPE-MA.....	75
Figura 34 - Consumo de água na produção de hidrogênio via eletrólise (kg) ..	80
Figura 35 - Esquema geral do empreendimento de H ₂ V - Cenário 1	82
Figura 36 - Esquema geral do empreendimento de H ₂ V - Cenário 2	83
Figura 37 - Custo específico de eletrolisadores Alcalinos e PEM	85
Figura 38 - Eletrolisador Alcalino HyProvide X-1200.....	87
Figura 39 - Dados dos recursos eólico e solar nos municípios de Paulino Neves/MA e Timon/MA.....	88
Figura 40 - Representação esquemática da possível evolução do setor	89
Figura 41 - Parâmetros econômicos para sistemas de energia solar e eólica .	90
Figura 42 - Estimativa do custo da TUST	92
Figura 43 - Preço do PLD no Brasil entre os anos de 2002 e 2024	95
Figura 44 - Produção e consumo de energia no primeiro ano de operação...	102
Figura 45 - Quantidade de energia comercializada no MLE no primeiro ano de operação	103
Figura 46 - Componentes do LCOH nos Cenários 1 e 2.....	107
Figura 47 - Análise de sensibilidade do LCOH - Cenário 1	112
Figura 48 - Análise de sensibilidade do LCOH - Cenário 2	112
Figura 49 - LCOH calculado a partir da variação do PLD e da capacidade de geração própria - Cenário 1.....	114
Figura 50 - LCOH calculado a partir da variação do PLD e da capacidade de geração própria - Cenário 2.....	114

Figura 51 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 com preço de venda do H ₂ V a US\$ 3,00/kg.....	116
Figura 52 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 com preço de venda do H ₂ V a US\$ 3,50/kg.....	116
Figura 53 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 com preço de venda do H ₂ V a US\$ 4,00/kg.....	117
Figura 54 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 com preço de venda do H ₂ V a US\$ 3,50/kg.....	118
Figura 55 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 com preço de venda do H ₂ V a US\$ 4,00/kg.....	118
Figura 56 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 com preço de venda do H ₂ V a US\$ 4,50/kg.....	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil (TWh)	26
Tabela 2 - Capacidade instalada de geração de energia elétrica no Maranhão em 2025	29
Tabela 3 - Parâmetros operacionais dos principais tipos de eletrolisadores	51
Tabela 4 - Principais parâmetros de projeto na produção de H ₂ V em diversos países.....	56
Tabela 5 - Vazões de referência dos principais rios maranhenses	68
Tabela 6 - Vazões de referência ajustadas a 80 % da Q ₉₀ nos locais em estudo	79
Tabela 7 - Folha de dados do eletrolisador HyProvide X-1200	86
Tabela 8 - Custos de referência divulgados em leilões para construção de LTs de 230 kV	91
Tabela 9 - CAPEX e OPEX para LTs de 230 kV	91
Tabela 10 - Premissas macroeconômicas.....	96
Tabela 11 - Previsão da inflação americana e europeia	96
Tabela 12 - Critérios financeiros do estudo de caso	98
Tabela 13 - Parâmetros técnicos utilizados no modelo	99
Tabela 14 - Parâmetros econômicos utilizados no modelo	100
Tabela 15 - Custos específicos de CAPEX, OPEX e receitas acessórias para produção de H ₂ V	105
Tabela 16 - Preço do LCOH para os Cenários 1 e 2.....	106
Tabela 17 - Detalhamento das componentes do LCOH dos Cenários 1 e 2..	108
Tabela 18 - Cálculo do LCOE para os Cenários 1 e 2	110
Tabela 19 - Resumo dos indicadores financeiros em função do preço de venda do H ₂ V	119
Tabela 20 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 - preço de venda do H ₂ V igualado ao preço de custo (U\$ 3,54/kg).....	120
Tabela 21 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 - preço de venda do H ₂ V igualado ao preço de custo (U\$ 3,39/kg).....	120

LISTA DE SIGLAS

- Abeeólica: Associação Brasileira de Energia Eólica
- Abraceel: Associação Brasileira de Comercializadores de Energia
- ACL: Ambiente de Contratação Livre
- ACR: Ambiente de Contratação Regulada
- AEL (*Alkaline Electrolysis*): Eletrólise Alcalina
- ANA: Agência Nacional de Águas
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
- ARAZPE: Associação Brasileira de Zonas de Processamento de Exportação
- BESS (*Battery Energy Storage System*): Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria
- BRI (*Belt & Road Initiatives*): Nova Rota da Seda
- CAPEX (*Capital Expenditure*): Despesas de Capitais
- CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*): Captura, utilização e armazenamento de carbono
- CNI: Confederação Nacional da Indústria
- CO₂: Dióxido de Carbono
- Cresesb: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica
- EFC: Estrada de Ferro Carajás
- EMAP: Empresa Maranhense de Administração Portuária
- EPE: Empresa de Pesquisa Energética
- ESG (*Environmental, Social and Governance*): *Ambiental, Social e Governança*
- FTL: Ferrovia Transnordestina Logística
- GEE: Gás de Efeito Estufa
- GPRH: Grupo de Pesquisa em Recursos Hídricos
- H₂: Hidrogênio
- H₂V: Hidrogênio Verde
- IEA: *International Energy Agency*
- IMESC: Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos e Cartográficos
- IR: Imposto de Renda

- I-Rec (*International Renewable Energy Certificate Standard*): Padrão Internacional de Certificado de Energia Renovável
- IRENA (*International Renewable Energy Agency*): Agência Internacional de Energia Renovável
- LCOE (*Levelized Cost of Energy*): Custo Nivelado da Energia
- LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*): Custo Nivelado do Hidrogênio
- MLE: Mercado Livre de Energia
- MME: Ministério de Minas e Energia
- MMGD: Micro e Minigeração Distribuída
- O&M: Operação e Manutenção
- OCDE: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
- OIEE: Oferta Interna de Energia Elétrica
- ONS: Operador Nacional do Sistema
- OPEX (*Operational Expenditure*): Despesas Operacionais
- PEM (*Proton exchange membrane*): Membrana de troca de prótons
- PLD: Preço da Liquidação das Diferenças
- PPA (*Power Purchase Agreement*): Contrato de Compra de Energia
- RAP: Receita Anual Permitida
- SEDENE: Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
- SEDEPE/MA: Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico e Programas Estratégicos / Maranhão
- SEINC/MA: Secretaria de Indústria e Comércio / Maranhão
- SIN: Sistema Interligado Nacional
- SOE (*Solid Oxide Electrolyzer*): Eletrolisador de Óxido Sólido
- SUDAM: Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia
- SUDECO: Superintendência do Desenvolvimento do Centro-Oeste
- TFEC (*Total Final Energy Consumption*): Consumo Final de Energia Total
- TIR: Taxa Interna de Retorno
- TMA: Taxa Mínima de Atratividade
- TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- TUSTc: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - Carga
- TUSTg: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - Geração

- VLI: Valor da Logística Integrada
- VPL: Valor Presente Líquido
- ZPE: Zona de Processamento de Exportação

RESUMO

O hidrogênio tem um papel cada vez mais relevante como vetor energético nos esforços globais para a descarbonização. Sua produção através da eletrólise, técnica que utiliza energia elétrica para dissociar a água em $H_{2(g)}$ e $O_{2(g)}$, se apresenta como uma solução sustentável se utilizada com fontes de energias renováveis, tais como eólica e fotovoltaica. Este trabalho analisa o potencial de geração de Hidrogênio Verde (H_2V) no Estado do Maranhão, através da implantação de uma usina de hidrogênio, com capacidade instalada de 90 MW, sendo capaz de gerar anualmente 13.365 toneladas de H_2V , durante um período total de 22 anos. Para a captação de água, duas possibilidades são analisadas: utilização de água marinha e água fluvial nos pontos de maior abundância deste insumo no Estado e considerando a logística e estrutura existente para cada local. Além disso, considera a instalação de duas usinas de energia elétrica, eólica e fotovoltaica, cada uma fornecendo 50 % da demanda total de energia (699,24 GWh/ano) nos locais de maior potencial de geração no Estado para cada fonte, a fim de abastecer a demanda da usina conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir destas premissas, os resultados indicaram que há potencial significativo para a implementação dessa tecnologia na região. Os cálculos mostram que o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) em São Luís/MA seria US\$ 3,54/kg H_{2V} e o preço de venda para tornar o empreendimento atrativo para o investidor, considerando o Valor Presente Líquido (VPL) maior que zero, uma Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima de 10 % e um *payback* máximo de 12 anos, seria US\$ 4,50/kg H_{2V} , enquanto em Bacabeira/MA o preço de custo seria US\$ 3,39/kg H_{2V} e o de venda seria US\$ 3,50/kg H_{2V} . A metodologia de cálculo indicou que a energia elétrica é a mais representativa das componentes consideradas na precificação do custo do hidrogênio no Maranhão (83,5 %) e que é justamente neste insumo que se encontra o maior potencial para redução de preços.

Palavras-chave: Maranhão, hidrogênio verde, LCOH, energia eólica, energia fotovoltaica.

ABSTRACT

Hydrogen plays an increasingly important role as an energy carrier in global decarbonization efforts. Its production through electrolysis, a technique that uses electrical energy to dissociate water into $H_{2(g)}$ and $O_{2(g)}$, presents a sustainable solution when coupled with renewable energy sources such as wind and solar. This study analyzes the potential for Green Hydrogen (GH) generation in the state of Maranhão, Brazil, through the implementation of a hydrogen plant with an installed capacity of 90 MW, capable of generating 13,365 tons of GH annually over a 22-year period. Two water sourcing options are considered: seawater and river water, from locations with the highest availability of this resource in the state, while taking into account the existing logistics and infrastructure for each site. Additionally, two renewable energy plants — wind and solar — are proposed, each supplying 50 % of the total energy demand (699.24 GWh/year) from the highest potential generation areas in the state for each source, to supply the demand of the plant connected to the National Interconnected System (SIN). Based on these premises, the results indicate significant potential for the implementation of this technology in the region. The calculations show that the cost of H_2V production in São Luís/MA would be US\$ 3.54/kg H_2V , with a selling price of US\$ 4.50/kg H_2V to make the project attractive to investors, considering a Minimum Attractive Rate (TMA) of 10 % and a maximum payback of 12 years. In Bacabeira/MA, the production cost would be US\$ 3.39/kg H_2V , with a selling price of US\$ 3.50/kg H_2V . The pricing calculation methodology indicated that electricity is the most significant component for determining the hydrogen cost in Maranhão (83.5 %), and it is in this input where the greatest potential for cost reduction is found.

Keywords: Maranhão, green hydrogen, LCOH, wind energy, photovoltaic energy.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivos	21
1.1.1	Geral	21
1.1.2	Específicos	21
1.2	Estrutura do trabalho	21
2.	PANORAMA ENERGÉTICO	23
2.1	A matriz elétrica brasileira	24
2.2	A matriz elétrica maranhense	28
2.3	Os fundamentos da energia eólica.....	32
2.4	Os fundamentos da energia solar	34
2.5	Mercado Livre de Energia	35
2.6	Certificação do hidrogênio verde	38
3.	A TECNOLOGIA DO HIDROGÊNIO	40
3.1	Características do hidrogênio	40
3.2	Aplicações do hidrogênio	42
3.3	Armazenamento do hidrogênio	43
3.4	A eletrólise da água	43
3.4.1	Tecnologia dos eletrolisadores	45
3.4.2	Tecnologias para tratamento de água para eletrólise	53
3.5	Análise do custo de produção de H₂ em outros países	56
4.	RECURSOS NATURAIS E INFRAESTRUTURA NO MARANHÃO	61
4.1	A energia eólica	61
4.2	A energia solar	63
4.3	Recursos hídricos no Maranhão	66
4.3.1	Vazões de referência dos principais rios do Maranhão	67
4.4	Porto do Itaqui	69

4.5	Linhas de transmissão	72
4.6	Zona de Processamento de Exportação.....	74
5.	METODOLOGIA.....	77
5.1	Análise técnica.....	78
5.1.1	Avaliação da disponibilidade hídrica	78
5.1.2	Locais das usinas de hidrogênio.....	81
5.1.3	Definição do tipo de eletrolisador.....	83
5.1.4	Usinas de geração de energia	87
5.1.5	Usina de dessalinização	93
5.1.6	Dados operacionais da planta de H ₂	93
5.2	Análise financeira	95
5.2.1	Premissas financeiras.....	95
5.2.2	Custo nivelado do hidrogênio	96
5.2.3	Critérios financeiros	97
5.3	Parâmetros e variáveis de entrada do modelo.....	98
6.	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	101
6.1	Análise da certificação de hidrogênio	101
6.2	Cálculo do LCOH	104
6.3	Detalhamento das componentes do LCOH	108
6.4	Detalhamento das componentes do LCOE	109
6.5	Análise de sensibilidade	111
6.6	Teste de hipóteses.....	112
6.7	Indicadores financeiros do empreendimento	115
6.8	Comparação com a literatura	121
7.	CONCLUSÕES	122
7.1	Trabalhos futuros	124
8.	BIBLIOGRAFIA.....	126

APÊNDICE I - DETALHAMENTO DE CUSTOS - CENÁRIO 1	135
APÊNDICE II - DETALHAMENTO DE CUSTOS - CENÁRIO 2	136

1. INTRODUÇÃO

Os combustíveis fósseis, desde a revolução industrial, têm sido uma das principais causas para a geração de Gases de Efeito Estufa (GEEs) no planeta. A emissão desenfreada destes gases, especialmente nas últimas três décadas, tem colocado em risco a estabilidade ambiental global. No entanto, a hegemonia desses combustíveis vem diminuindo nos últimos anos graças a um cenário preocupante: as mudanças climáticas. Segundo a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), essa realidade é amplamente reconhecida pelas maiores economias e pelos países em desenvolvimento como um problema significativo que precisa ser tratado e resolvido (IRENA, 2022).

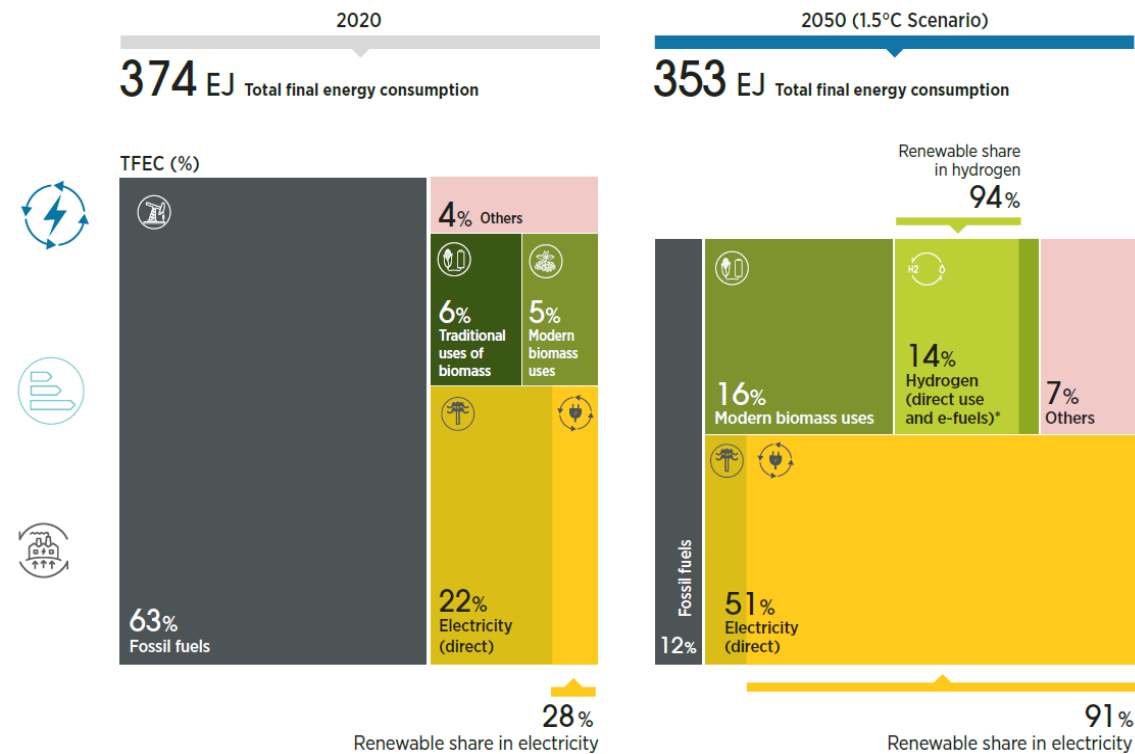
Diante do ameaçador cenário climático, diversos esforços e tratados internacionais têm sido realizados ao longo das últimas décadas. Dentre eles destacam-se o protocolo de Kyoto (1997), que foi o primeiro grande acordo global com metas específicas para redução de GEE para países desenvolvidos, e o Acordo de Paris (2015). Este último acordo, que veio a substituir o protocolo anterior em função de suas limitações, foi assinado por 195 países e tem como objetivo manter o aumento da temperatura média global em bem menos de 2°C acima dos níveis industriais e de envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a somente a 1,5°C acima daquela referência, nível que foi atingido pela primeira vez durante todo o ano de 2024 (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2024; BBC, 2025).

Diante disso, a IRENA projeta uma grande mudança na matriz mundial de Consumo Total de Energia Final (TFEC) nos próximos 25 anos. Um estudo divulgado pelo IRENA, que mostrou a matriz energética global em 2020 comparada com a matriz projetada em 2050, evidencia que os combustíveis fósseis, que correspondem a 63 % do total, darão lugar principalmente a três fontes: a eletricidade (51 %), biomassa (16 %) e do hidrogênio (14 %) (Figura 1). Além disso, os estudos sugerem ainda um consumo 6 % menor em 2050, se comparado a 2020, devido aos ganhos de eficiência energética e uma tendência potencial em direção à descarbonização.

Neste cenário, há grande expectativa de que o hidrogênio esteja no centro da transição da matriz energética mundial como uma peça-chave do quebra cabeça na produção da energia limpa. Melhorias nas formas de obtê-lo

têm sido estudadas devido a possibilidade de ocupar gradualmente a posição hegemônica dos combustíveis fósseis possibilitando reduções significativas nas emissões de GEEs, além de características como grande capacidade de armazenamento de energia por unidade de massa e possibilidade de ser armazenado por grandes períodos e transportado a grandes distâncias (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2022).

Figura 1 - Comparativo do consumo total de energia final (TFEC) no mundo considerando os anos de 2020 e 2050 em um cenário de temperatura média global de 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais.



Fonte: (IRENA, 2024)

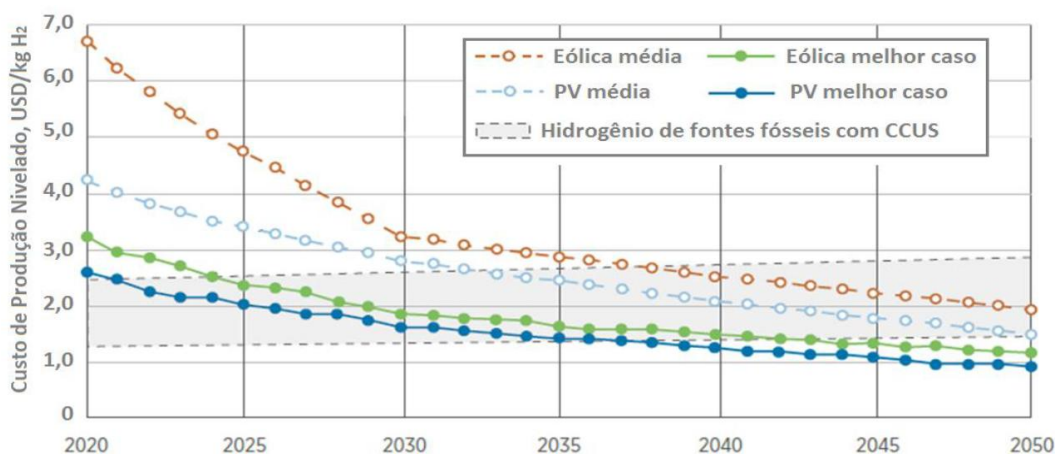
Embora o elemento número um da tabela periódica seja o mais abundante na natureza, praticamente não é possível obtê-lo de forma isolada (H_2) porquanto, na grande maioria das vezes, está associado a outros elementos como a água. Geralmente a tecnologia para a sua produção depende de vários fatores tais como: escala de produção, disponibilidade da matéria-prima, uso imediato ou armazenamento.

Dentre os tipos de obtenção do hidrogênio, destaca-se a eletrólise, processo que vem ganhando espaço devido a possibilidade de produzir H_2 sem a emissão de GEE. Nessa metodologia, o hidrogênio recebe a denominação de verde (H_2V) quando sua produção se dá por meio de energia proveniente de

fontes renováveis. Isso garante que o processo seja ambientalmente sustentável, uma vez que não há emissão de GEEs nem durante a produção direta do hidrogênio, nem nas etapas anteriores, como a geração da eletricidade utilizada na eletrólise.

A forma verde de produção do H₂ tem sido uma das mais promissoras para descarbonizar a economia. No entanto a metodologia ainda esbarra num entrave financeiro que, por enquanto, impede a expansão da produção em escalas maiores. Um estudo publicado em 2021 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mostra que enquanto o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) mundial médio está estimado em US\$ 3,50/kg para fontes de energia eólica e US\$ 4,75/kg para fontes de energia fotovoltaica em 2025. Já o H₂ produzido através de fontes fósseis utilizando a metodologia de Captura Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS¹), fica entre US\$ 1,35/kg a US\$ 2,50/kg (Figura 2).

Figura 2 - Projeção da evolução de custos de produção de hidrogênio



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021)

O Brasil tem se destacado com diversas iniciativas focadas no estudo e amadurecimento da tecnologia de produção de hidrogênio verde para redução de custos possibilitando a sua produção em escala comercial. A produção do H₂V no nordeste brasileiro é tecnicamente mais viável, visto que nesta região também há grande potencial para geração de energia elétrica através das usinas

¹ CCUS: tecnologia que constitui numa forma direta, imediata e eficaz de redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂), evitando a sua libertação para a atmosfera sem obrigar a uma mudança significativa a diversos sistemas industriais.

eólicas e solares, insumo utilizado em grandes volumes na produção do hidrogênio.

No entanto, apesar da região nordestina se destacar na questão de recursos naturais para a produção de energia elétrica, a questão da disponibilidade hídrica se torna um entrave na maioria dos estados, especialmente fora da região litorânea, já que a água é a principal matéria-prima para a eletrólise. Em média, nos nove estados da região, o volume de chuvas se concentra durante quatro meses e praticamente toda precipitação cai em bacias hidrográficas que se concentram somente na própria região, o que gera grande intermitência na maioria dos seus cursos d'água. Segundo os dados fluviométricos divulgados pela Agência Nacional de Águas (ANA), o Maranhão é o Estado que se destaca positivamente nesse sentido pelo fato de ser o único com saldo positivo entre o total de precipitação anual e o total de evaporação anual em 100 % do seu território, ou seja, o saldo hídrico é positivo sendo a maior parte da água escoada através dos cursos d'água (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2012).

Analisando a combinação das duas características, tanto energética quanto hídrica, que se mostram preponderantes para a produção de hidrogênio verde, percebe-se que o Estado do Maranhão está em uma posição privilegiada com relação aos seus pares no potencial de produção de H₂V a partir da captação dos recursos hídricos marinho e fluvial fornecendo boas condições para investimentos públicos e privados tanto na extensão de sua faixa litorânea quando do interior.

Ademais, ressalta-se que na capital do Estado está localizado o Porto do Itaqui, um dos maiores em movimentação da América Latina, que já possui uma infraestrutura básica pronta.

Diante dos dados apresentados e dos principais indicadores de recursos naturais no Estado, verifica-se que o Maranhão apresenta um equilíbrio de condições para produção de hidrogênio verde através da eletrólise da água. A região possui excelentes condições de vento no litoral leste, bons índices de radiação solar ao longo do ano pela proximidade com a Linha Equador, é o único Estado da região com recursos hídricos perenes e já possui boa infraestrutura básica no que diz respeito a logística de cargas líquidas a granel.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Geral

- Identificar o potencial do Maranhão na produção de hidrogênio verde, bem como sua viabilidade técnico-econômica, a partir de dois cenários: captação da água do mar e captação da água fluvial, considerando a utilização energia fotovoltaica e eólica geradas no próprio Estado em suas respectivas áreas de maior potencial energético com a transmissão de energia até a planta da H₂V através do Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.1.2 Específicos

- Identificar o potencial hídrico disponível no principal rio de cada bacia hidrográfica maranhenses para produção de H₂;
- Identificar os melhores pontos para instalação das usinas de geração de energia elétrica renovável considerando a disponibilidade dos recursos naturais (vento e irradiação solar) e a configuração da rede de transmissão de energia maranhense;
- Estimar o custo mínimo de produção do hidrogênio verde no Maranhão para cada cenário: captação da água fluvial e marinha;
- Realizar a análise de viabilidade econômica deste tipo de empreendimento no Maranhão.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além desta Introdução, que contextualiza o tema, apresenta os objetivos e a estrutura do trabalho, e da Conclusão, a dissertação está dividida em três grandes partes.

A primeira parte de trabalho é relativa a todo o Referencial Teórico. No Capítulo 2 é apresentado o panorama energético atual do Brasil e do Maranhão que engloba as matrizes elétrica, os fundamentos das fontes de energia eólica e solar, do Mercado Livre de Energia (MLE), e da certificação de Hidrogênio Verde. O Capítulo 3 trata da tecnologia do hidrogênio mostrando suas principais aplicações, como a eletrólise ocorre e quais as principais tecnologias utilizadas.

O Capítulo 3.5 aborda as características específicas do Maranhão tais como recursos naturais no Estado de vento e irradiação solar e a avaliação da situação dos recursos hídricos superficiais. Além disso, apresenta de forma breve a configuração da infraestrutura local.

A segunda parte é dedicada à Metodologia, que apresenta as principais premissas do estudo que estão compiladas no Capítulo 5. Nesta sessão é avaliada a disponibilidade hídrica, os melhores locais para produção do H₂, os tipos de eletrolisadores a serem utilizados, os principais parâmetros de geração e transmissão de energia e a usina de dessalinização. Além disso, são estabelecidos os critérios financeiros para que o empreendimento seja considerado viável.

Por fim, a terceira parte apresenta a análise dos resultados, no qual é determinada a viabilidade técnico-econômica do projeto. O Capítulo 6 apresenta os resultados de todas as análises a que esse estudo se propõe a fazer e que diz respeito à parte técnica e econômica do negócio.

2. PANORAMA ENERGÉTICO

A crise climática, intensificada desde meados do século XX, tem suas raízes no modelo de desenvolvimento baseado em combustíveis fósseis. As crescentes emissões de GEEs, decorrentes da queima desses combustíveis, vêm causando danos irreversíveis ao planeta e alertando para a finitude dos recursos naturais. Diante desse contexto, a comunidade internacional tem buscado alternativas mais sustentáveis, com foco na redução das emissões e na promoção de práticas mais limpas, especialmente no setor de energia (SANTOS e CORREIA, 2023).

Nessa equação, a produção de energia elétrica desempenha um papel central. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em 2024 o setor de geração de energia elétrica foi responsável por cerca de 13.800 milhões de toneladas de GEE. Nesse sentido, a transição para um modelo de produção mais limpo e eficiente tem se mostrado como uma solução fundamental para enfrentar a crise climática. A substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis, aliada a medidas de eficiência energética, são essenciais para atingir as metas climáticas mundiais e garantir um futuro mais sustentável para as próximas gerações (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2025).

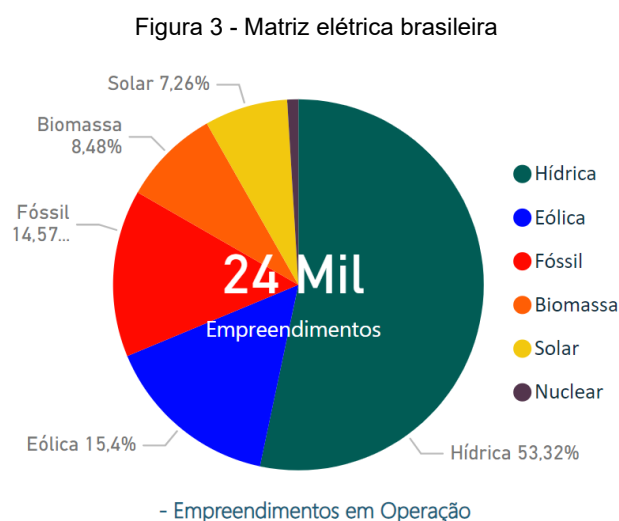
Países emergentes, como o Brasil, exercem um papel central na dinâmica global da energia. Segundo Santos (2023), além de serem grandes consumidores e produtores de combustíveis fósseis, estão à frente na exportação de conhecimento e tecnologias energéticas, tanto tradicionais quanto renováveis.

Nesse contexto, a matriz elétrica brasileira é um caso de estudo relevante, dada sua ligação direta com o crescimento econômico, a segurança energética e a preservação ambiental. Compreender a sua composição e a dinâmica de sua evolução nos últimos anos é crucial para avaliar as tendências para o futuro.

2.1 A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a matriz elétrica brasileira é caracterizada por uma diversidade de fontes incluindo hidráulica, biomassa, eólica, solar, nuclear e térmicas. Essa distinção é fruto das grandes riquezas naturais que permitem o aproveitamento de diferentes recursos de energia (SANTOS e CORREIA, 2023).

Classificando-se toda a variedade de formas de gerar eletricidade quanto ao impacto que geram ao meio ambiente, verifica-se que a composição da estrutura da matriz elétrica é essencialmente de fontes renováveis, representando cerca de 85 % do total (Figura 3). A potência instalada em território nacional abrange mais de 24 mil usinas de energia² e alcançou em 2023 (ano mais recente com dados publicados) o total de 225,9 GW, o que representou um acréscimo de 9,4 % em relação a 2022 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024).



Fonte: (ANEEL, 2025)

Dentre as fontes de energia que mais têm crescido nos últimos anos, a solar e eólica recebem destaque. A respeito da primeira, foi incrementado à potência instalada somente no último ano 13,4 GW - incluindo dados da geração centralizada e da mini e microgeração distribuída (MMGD). Esse crescimento que representou cerca de 68 % do crescimento líquido na expansão anual e

² Este indicador considera somente usinas do tipo centralizadas, isto é, conectadas diretamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN). As usinas de MMGD não foram consideradas pois fazem parte do sistema de distribuição de energia.

ocorreu principalmente no segmento de Geração Distribuída (GD), que permitiu que os consumidores instalassem as placas de geração de energia elétrica para geração de energia, em associação a uma compensação perante as distribuidoras locais (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). Os principais fatores que tem contribuído para essa expansão são a redução do valor unitário do kWpico instalado³, a consolidação do arcabouço de GD e os incentivos governamentais. Já a capacidade instalada das eólicas vem em crescimento constante e linear ao longo dos últimos dez anos na composição da matriz elétrica e se tornou a segunda fonte mais importante na matriz depois da hídrica. Esse crescimento é resultado de políticas públicas de fomento, como o Programa de Energia Eólica (PROEÓLICA) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), datados respectivamente de 2001 e 2002, que promoveram a inserção competitiva da energia eólica na matriz elétrica nacional, ampliando investimentos, impulsionando a cadeia produtiva e favorecendo o desenvolvimento tecnológico do setor (PEREIRA, VITAL e FONSECA, 2024).

Além das capacidades instaladas por fonte, destacam-se também os dados sobre a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE)⁴. Em 2023, cerca de 89,2 % da energia produzida foi proveniente de fontes sustentáveis, o que manteve o Brasil em uma posição privilegiada em relação a outros países, visto que, apesar dos esforços mundiais em direção a sustentabilidade no setor energético, a grande maioria ainda permanece muito dependente dos fósseis (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). A Figura 4 mostra a participação destes combustíveis na matriz brasileira comparada com a matriz dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e do mundo naquele ano (SANTOS e CORREIA, 2023).

³ O Wpico representa a potência máxima de geração de uma usina fotovoltaica.

⁴ A oferta interna de energia é um índice que representa a soma da produção interna de energia com as importações, deduzidas das exportações e perdas de todas as fontes de energia disponíveis no país

Figura 4 - Comparação da participação de fósseis na matriz elétrica (Brasil, OCDE e mundo)



Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

Os dados mais recentes publicados pelo Ministério de Minas e Energia no Balanço Energético Nacional referente ao ano de 2023, revelam que a oferta interna de energia ficou em 708,2 TWh, montante que foi 4,6 % superior ao ano anterior. A retomada da taxa de crescimento de fontes solares foi a que mais se destacou apresentando um aumento de 68,1 %, após alguns anos de tendência de desaceleração de crescimento. As taxas que mais apresentaram queda foram as fontes de energia a gás natural e outros derivados de petróleo que juntos correspondem a -27,3 %, fato que se deve principalmente à redução do uso das usinas térmicas em decorrência da melhoria do regime fluviométrico e do crescimento de fontes renováveis. Já hidráulica permaneceu com a supremacia de geração permanecendo praticamente constante. A Tabela 1 apresenta estes números de forma estruturada.

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil (TWh)
Comparação entre 2022 e 2023

Fonte	2022	2023	Δ% 23/22
Hidrelétrica	427.114	425.996	-0,30 %
Gás Natural	41.911	38.589	-7,90 %
Eólica	81.632	95.801	17,40 %
Biomassa ¹	52.212	54.210	3,80 %
Nuclear	14.559	14.504	-0,40 %
Carvão Vapor	7.988	8.770	9,80 %
Derivados do Petróleo ²	7.056	5.686	-19,40 %
Solar Fotovoltaica	30.126	50.633	68,10 %
Outras ³	14.563	13.932	-4,30 %
Geração Total	677.161	708.121	4,60 %

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

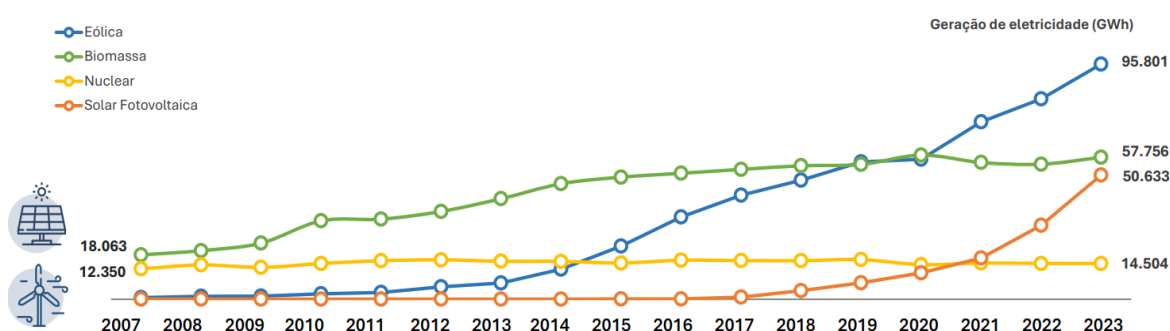
(¹) Inclui lenha, bagaço de cana, biodiesel e licor preto

(²) Inclui óleo diesel e óleo combustível

(³) Inclui outras fontes primárias, gás de coqueria e outras secundárias

Além disso, cabe destacar a dinâmica do comportamento de produção de energia elétrica das fontes não fósseis e alternativas à geração de hidroeletricidade. A energia eólica tem se mostrado como fonte alternativa mais relevante desde 2021 e a energia solar tem crescido exponencialmente nos últimos anos de modo que tende a ser a segunda principal fontes alternativa. A biomassa, que historicamente sempre foi a principal fonte alternativa nas últimas décadas, tem apresentado um leve crescimento ano a ano. Já a nuclear, se mantido constante nas últimas duas décadas. Tais indicadores apresentam que a matriz nacional evolui na direção do atendimento dos objetivos de sustentabilidade.

Figura 5 - Evolução da participação das fontes não fósseis no Brasil.



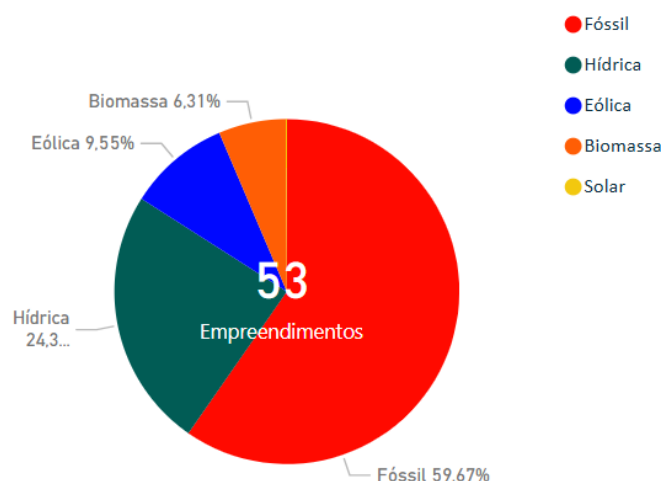
Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)

Não obstante o ponto positivo da estrutura da matriz elétrica ser essencialmente renovável, o fato de grande parte desse índice ser formado pela hidroeletricidade (58,9 %) representa uma grande dependência de chuvas para abastecer os reservatórios de água que alimentam as usinas elétricas. Com a realidade das mudanças climáticas cada vez mais hegemônica no cenário global, as incertezas nas previsões dos regimes de chuvas têm aumentado proporcionalmente e contribuído para a insegurança do sistema energético. Essa dependência das chuvas torna o sistema vulnerável a períodos de seca prolongada, que comprometem o nível dos reservatórios e a capacidade de geração das usinas hidrelétricas. Nesse sentido, é necessário manter as políticas públicas de incentivo a energias alternativas para aumentar ainda mais a participação de outras fontes sustentáveis de energia de forma que a energia hídrica tenha uma relevância menor.

2.2 A MATRIZ ELÉTRICA MARANHENSE

O Maranhão, com seu vasto território e recursos naturais abundantes, possui uma matriz energética diversificada. A geração de eletricidade no Estado se dá por meio de quatro tipos de fontes diferentes: fóssil, hídrica, eólica e biomassa, totalizando 53 usinas⁵, o que garante um suprimento mais seguro e menos dependente de flutuações em uma única fonte (ANEEL, 2025). No entanto ao contrário da matriz nacional que é essencialmente renovável, a energia gerada no Estado, em sua maior parte, é proveniente dos fósseis que representam 60 % da matriz enquanto os outros 40 % são referentes à energia cuja fonte é renovável.

Figura 6 - Composição da capacidade instalada de energia no Maranhão em 2025 (em %)



Fonte: (ANEEL, 2025)

Analisando-se fonte a fonte, as fósseis possuem como principal combustível o gás natural que com apenas 5 usinas instaladas correspondem a 34 % da composição estadual. Já a fonte hídrica possui apenas 1 usina, mas tem representatividade significativa ocupando 24 % da matriz. A eólica é a terceira principal fonte e está concentrada principalmente no litoral leste, na região dos lençóis⁶, onde há maior incidência de ventos (ver Capítulo 3.5). Por

⁵ Este indicador considera somente usinas do tipo centralizadas, isto é, conectadas diretamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN). As usinas de MMGD não foram consideradas pois fazem parte do sistema de distribuição de energia.

⁶ Essa região corresponde à área do Parque Nacional dos Lençóis Maranhenses e seu entorno. É marcada por dunas e lagoas sazonais, com potencial destaque para a geração de energia renovável.

fim, a energia solar no estado ainda é embrionária e não chega a 0,1 % do total instalado. A Tabela 2 apresenta os dados detalhados.

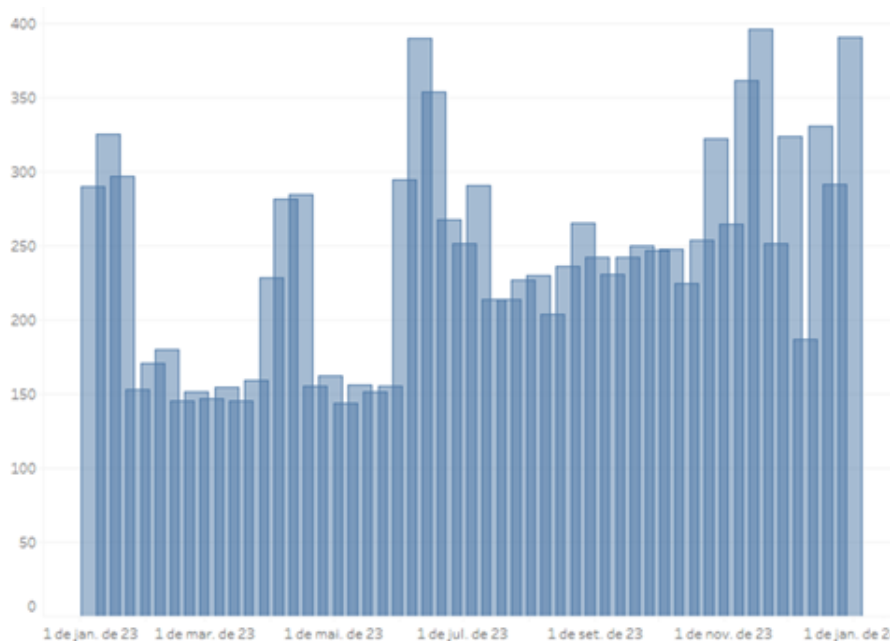
Segundo os dados do Operador Nacional do Sistema (2024), o Maranhão gerou em 2023, 1,9 % da energia que atravessa o SIN, totalizando de 12,43 TWh. O perfil da curva global e por fonte de geração estão apresentados nas Figuras 7 e 8. No geral, verifica-se que as curvas são bem assimétricas principalmente pelo fato da alta penetração das térmicas, fontes despacháveis cuja operação está vinculada ao comando do Operador Nacional do Sistema (ONS), que por sua vez avalia diversas variáveis para o acionamento destas usinas, tais como condições climáticas, disponibilidade das outras fontes, custos de operação, manutenção etc. (Figura 7).

Tabela 2 - Capacidade instalada de geração de energia elétrica no Maranhão em 2025

Origem	Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Potência Outorgada
Fóssil	Gás natural	5	1.520.744,00	34,10 %
Hídrica	Potencial hidráulico	1	1.087.000,00	24,37 %
Fóssil	Carvão mineral	1	435.337,00	9,76 %
Eólica	Cinética do vento	16	426.022,50	9,55 %
Fóssil	Gás natural	1	365.320,00	8,19 %
Fóssil	Petróleo	2	331.740,00	7,44 %
Biomassa	Floresta	1	254.840,00	5,71 %
Biomassa	Floresta	1	12.200,00	0,27 %
Biomassa	Agroindustriais	1	9.400,00	0,21 %
Fóssil	Petróleo	11	8.066,60	0,18 %
Solar	Radiação solar	9	4.182,53	0,09 %
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	1	2.805,00	0,06 %
Biomassa	Floresta	1	2.400,00	0,05 %
Total		53	4.460.057,63	100,00 %

Fonte: (ANEEL, 2025)

Figura 7 - Perfil da curva de geração de energia no Maranhão em 2023 (GWh)

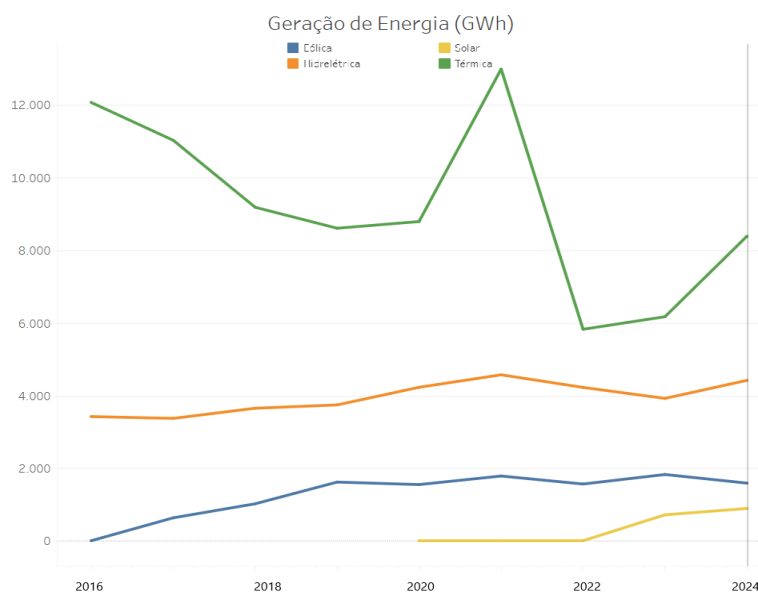


Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2025)

Nota: Cada barra representa a energia gerada em uma semana do ano.

Quanto às fontes eólica e solar, percebe-se que, embora sejam intermitentes e sazonais, são bem mais estáveis e previsíveis se comparadas à anterior (Figura 8). Esta característica é essencial no planejamento de oferta de energia anual.

Figura 8 - Perfil da curva de geração de energia por tipo de fonte no Maranhão em 2023 (GWh)



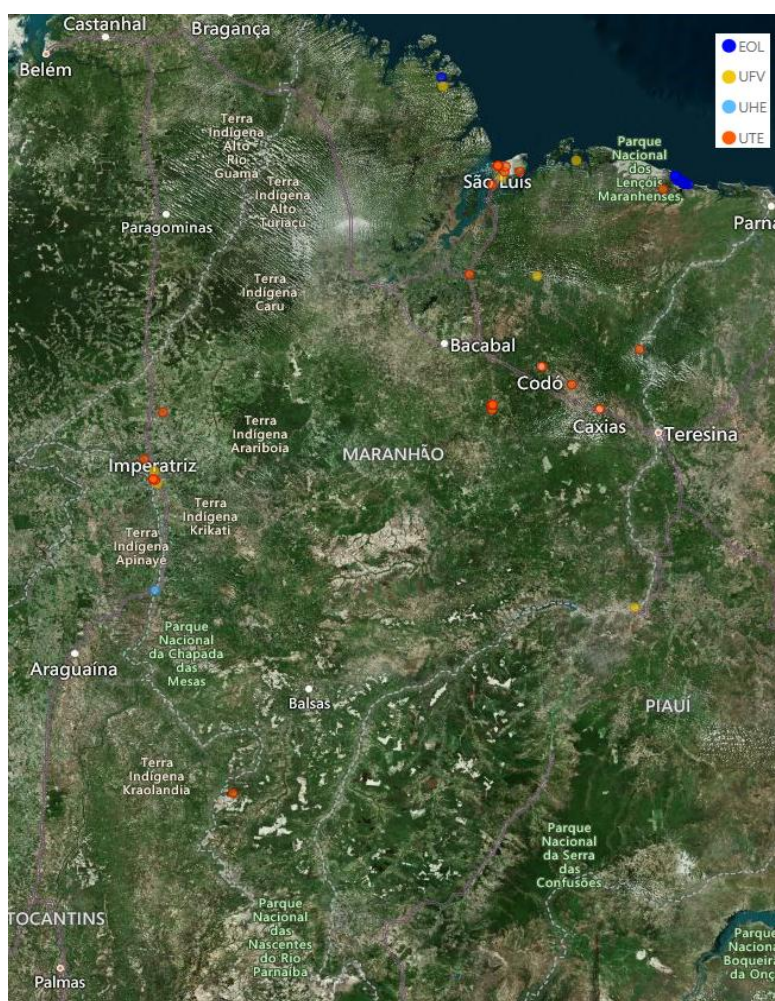
Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2025), adaptado pelo autor.

Nota: até 2022 somente a geração centralizada era contabilizada. A partir de 2023 a geração distribuída também começou a fazer parte do quantitativo de energia gerada no Maranhão.

Outrossim, é importante, destacar o perfil do conjunto da localização das usinas de geração elétrica no Estado (Figura 9). A maior concentração por unidade de usinas está no município de São Luís, capital do Estado, com destaque para as térmicas, e na região dos lençóis maranhenses, com hegemonia da fonte eólica. Ressalta-se novamente que nesta análise não estão inclusas as usinas de MMD.

Por fim, considerando os dados apresentados do perfil de geração de energia elétrica do Maranhão em comparação com o Brasil, sobretudo comparando-se aos gráficos das Figuras 5 e 8, avalia-se um ligeiro alinhamento entre as duas matrizes nas tendências de redução da participação das usinas térmicas que, em sua maioria utilizam combustíveis fósseis, e o aumento da fatia das eólicas e solares.

Figura 9 - Distribuição das usinas de geração elétrica no Maranhão



Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2025)

Considerando que as fontes eólicas e solar são as que mais tem crescido no Brasil nos últimos anos, os seus fundamentos serão brevemente detalhados nos itens a seguir deste capítulo.

Adicionalmente será tratado a respeito no Mercado Livre de energia, que representa uma forma de adquirir energia totalmente limpa, provenientes de eólicas, solares, biomassa entre outras, entre os produtores e consumidores de energia de maior porte e ainda a respeito da Certificação do Hidrogênio Verde, nos termos do Manual de Certificação de H₂V, publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.3 OS FUNDAMENTOS DA ENERGIA EÓLICA

A energia eólica tem origem na radiação solar, impulsionada pelo aquecimento desigual da superfície terrestre. Estima-se que cerca de 2 % da energia solar absorvida pelo planeta seja transformada em energia eólica. Embora esse percentual pareça baixo, ele representa uma quantidade de energia significativamente maior do que o consumo global de eletricidade (BRAGA, 2014).

A produção de energia eólica depende da interação entre o vento e o rotor da turbina. As pás do rotor extraem a energia do vento e transformam-na em energia cinética rotacional. Para obter a quantidade de energia entregue à turbina, primeiramente a potência disponível no vento deve ser calculada pela equação (1), na qual $P_{(v)}(vi)$ - potência disponível no vento na velocidade vi , em W; ρ - massa específica do ar em kg.m⁻³; A - área da seção transversal, em m²; e velocidade vi - velocidade do vento em m/s (MELO, 2021).

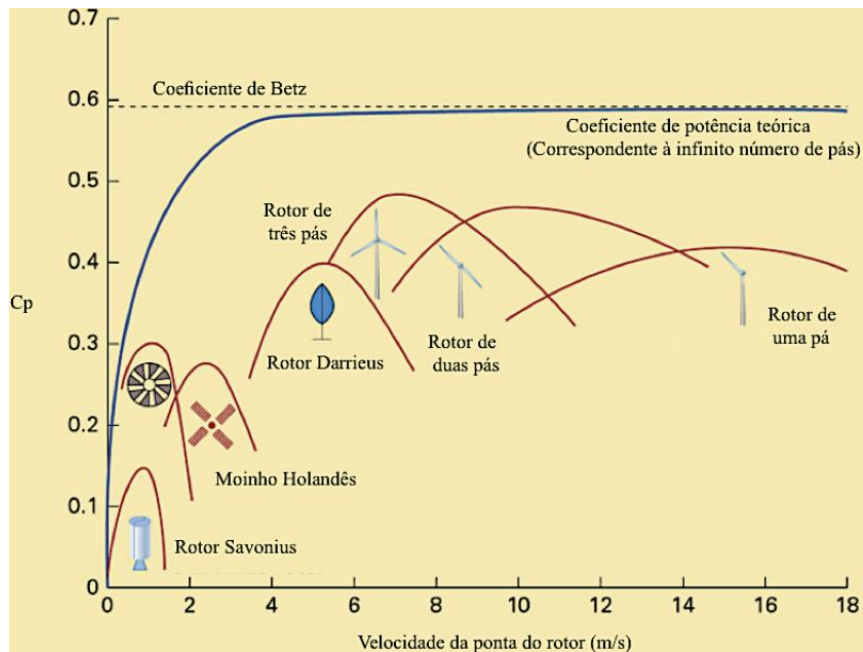
$$P_{(v)}(vi) = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Quando a energia eólica é transferida para o rotor, a velocidade do vento, ao se afastar das turbinas na saída (v_2), é sempre menor do que a velocidade do vento que chega (v_1), de modo que $v_2/v_1 \leq 1$. Para introduzir essa característica física, é introduzida na equação (1) um índice denominado Coeficiente de *Betz* (C_p) que é determinado pela estrutura aerodinâmica das pás e pela harmonia entre as pás e o vento. Esse índice pode chegar até no máximo 0,593 o que representa que fisicamente uma turbina não pode extrair mais do

que 59,3 % da energia disponível no vento. Segundo Braga (2014), a fração de potência extraída é sempre menor do que o valor teórico devido às imperfeições mecânicas do sistema. Um valor aceitável comercialmente é de 35 a 45 % do vento em ótimas condições, que pode ser alcançado por rotores de três pás (Figura 10).

Além disso, deve-se considerar ainda outro coeficiente referente às perdas (p) do sistema nos cabos, geradores e transformadores. A equação (2) apresenta a adição do coeficiente de *Betz*, a equação (3) apresenta o cálculo da potência útil ($P_{\text{útil}}(v_i)$) em W, e as equações (4) e (5) apresentam os valores de geração diária ($E_{\text{eól.útil}}(v_i)$) e anual ($E_{\text{eól.ano}}(v_i)$) das torres, respectivamente em Wh⁷. Essas equações serão utilizadas no cálculo da energia gerada nas potenciais áreas de produção energética.

Figura 10 - Coeficiente de potência de diferentes tipos de aerogerador



Fonte: (MAUAD, FERREIRA e TRINDADE, 2017)

$$P_{(v)}(v_i) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (2)$$

$$P_{\text{útil}}(v_i) = (1 - p) \cdot P_{(v)}(v_i) \quad (3)$$

$$E_{\text{eól.útil}}(v_i) = 24 \cdot P_{\text{útil}}(v_i) \quad (4)$$

$$E_{\text{eól.ano}}(v_i) = 365,25 \cdot E_{\text{eól.útil}}(v_i) \quad (5)$$

⁷ Unidade de energia.

2.4 OS FUNDAMENTOS DA ENERGIA SOLAR

A energia solar é a energia eletromagnética proveniente do sol que é produzida através de reações nucleares que se propaga através do espaço interplanetário e incide na superfície da Terra. Segundo Braga (2014), o total de energia solar incidente no globo terrestre em um ano é 10.000 vezes superior ao consumo anual da energia bruta da humanidade. Seu aproveitamento pode ser realizado por meio de diferentes tecnologias, que possuem ampla gama de aplicações tais como: iluminação, aquecimento, produção de energia solar térmica e conversão fotovoltaica em energia elétrica.

A produção de eletricidade através do efeito fotovoltaico ocorre quando determinadas frequências de radiação luminosa atingem a superfície das células fotovoltaicas e provocam a criação de uma corrente elétrica contínua em um material semicondutor (PORTAL SOLAR, 2024). Os semicondutores utilizados nas células são compostos de silício com alto índice de pureza e são utilizados na forma mono ou policristalina, em filmes finos, amorfo ou telureto de cádmio, ou ainda em material orgânico e de corantes, tecnologias ainda em fase de teste (MAUAD, FERREIRA e TRINDADE, 2017). Cada tipo de célula possui um tipo de eficiência diferente na conversão de energia, sendo a do tipo silício monocristalino a mais utilizada.

Para estimar o quanto uma placa solar pode gerar de energia solar fotovoltaica, estuda-se a irradiação solar incidente no local (H_T), comumente expressa em $kWh.m^{-2}.dia^{-1}$. A partir das características de irradiação média do local denominada Horas de Sol Pleno (HSP), da perda global do sistema (p), da potência do módulo ($P_{mód}$) e da sua quantidade ($N_{mód}$) é possível estimar a quantidade de energia que será gerada (STRAGUETO, 2016). A equação (6) mostra a estimativa de energia diária gerada por uma usina; a equação (7) a energia mensal ($E_{fot,mês}$); e a equação (8), a anual ($E_{fot,ano}$). Essas equações serão utilizadas no cálculo da energia gerada nas áreas de mais potencial para produção energética.

$$E_{fot,dia} = HSP \times (1 - p) \times \frac{P_{mód}}{1000} \times N_{mód} \quad (6)$$

$$E_{fot,mês} = E_{fot,dia} \times 30,43 \quad (7)$$

$$E_{fot,ano} = E_{fot,dia} \times 365,25 \quad (8)$$

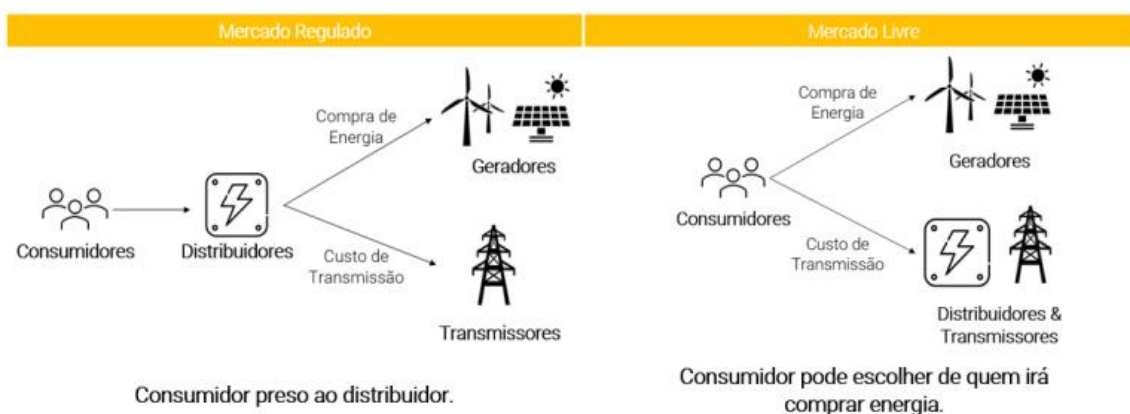
2.5 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

De acordo com as disposições estabelecidas no Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, que está em vigor até hoje, o mercado de energia elétrica no Brasil está dividido em dois mercados: contratação regulada e contratação livre (BRASIL, 2004).

No mercado de contratação regulada, consumidores residenciais e pequenos comércios são obrigados a comprar energia da distribuidora local, a um preço definido pela ANEEL. Nesse cenário, a tarifa de energia cobrada contempla todos os custos: distribuição, transmissão, geração, encargos e impostos. A distribuidora, por sua vez, é remunerada com a parcela dos custos de distribuição e repassa os demais componentes. Essa modalidade, embora seja a mais comum, oferece pouca flexibilidade aos consumidores e costuma ser mais cara.

Já no MLE, grandes consumidores podem comprar energia de usinas de qualquer lugar do Brasil que esteja conectada ao SIN e negociar diretamente com o fornecedor o custo da energia gerada, escolhendo planos, preços e prazos contratuais que melhor se adaptam às suas necessidades. Além disso, pagam às distribuidoras de energia a parcela referente aos serviços de distribuição. A Figura 11 ilustra resumidamente a diferença entre os dois ambientes de contratação.

Figura 11 - Diferença entre o Mercado Regulado e Mercado Livre de Energia



Fonte: (RESEARCH XP, 2023), adaptado pelo autor

Atualmente, qualquer consumidor atendido em média e alta tensão (consumidores do Grupo A⁸), como grandes comércios e indústrias, podem migrar para o MLE. Ao realizar a migração os consumidores de energia passam a ser chamados de consumidores especiais ou livres, dependendo da sua demanda do sistema de energia. Os consumidores especiais são aqueles que tem demanda contratada de energia junto à distribuidora de 500 kW e obrigatoriamente só podem contratar energia provenientes das seguintes fontes renováveis: eólica, solar, biomassa e Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH). Já os consumidores livres são caracterizados pelos contratos cuja demanda é maior que 500 kW e possuem a liberdade de escolher qualquer fonte no cardápio de opções oferecidas pela matriz energética (ABRACEEL, 2023). Independente da classificação, todos podem desfrutar de grandes vantagens econômicas beneficiando-se com preços até 30 % mais baratos do que no mercado regulado (LOPES, 2023).

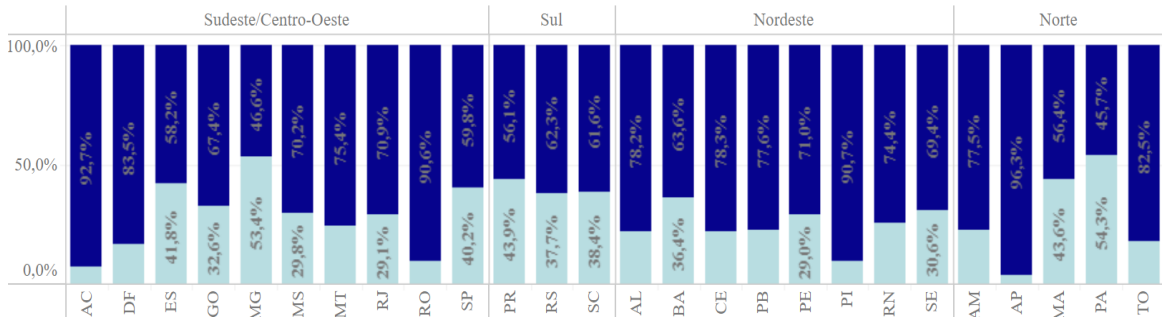
Após a concepção do consumidor do Grupo A no MLE, há a opção de contratar energia de fontes exclusivamente limpas mesmo que as respectivas usinas estejam em outra região do país. Para garantir a que a energia limpa produzida seja a energia consumida em outra região, é necessário que sejam emitidos certificados de rastreabilidade da energia elétrica gerada pelo sistema denominado I-REC (*International Renewable Energy Certificate Standard* - Padrão Internacional de Certificados de Energia Renovável). Os certificados são emitidos por agentes acreditados no Brasil que validam os atributos da energia limpa produzidas nas usinas eólicas, solares, de biomassa e hidrelétricas e podem ser adquiridos voluntariamente por consumidores ou regulado como forma de comprovar o uso de energia renováveis. De acordo com esse sistema, 1 (um) MWh injetado na rede equivale a 1 (um) I-REC (JUNQUEIRA, RAMOS, *et al.*, 2024).

No Brasil a fatia dos consumidores que contratam energia pelo MLE representa 37,7 % (média nacional) do total e até o mês de agosto de 2024

⁸ Grupo A: Classe de consumidores de energia conectados à rede da distribuidora local cuja tensão de fornecimento é maior que 2,3 kV ou que são atendidos a partir de sistemas subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV (BRASIL, 2021).

registraram-se exatos 611,66 GWh⁹ de consumo. Através da Figura 12 verifica-se que o Estado do Maranhão comprou no MLE 43,6 % da energia necessária (acima da média nacional) e ocupa o quarto lugar no ranking de todos os Estados.

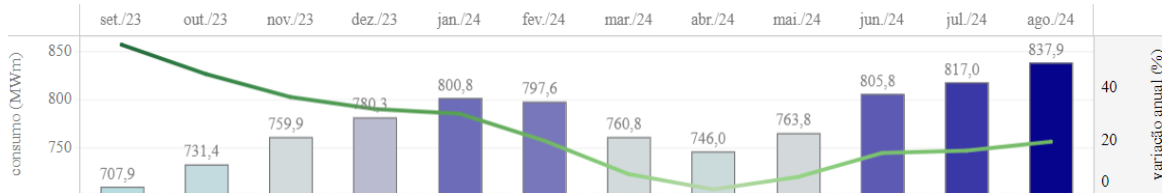
Figura 12 - Participação por Estado no ACL



Fonte: (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024)

A CCEE disponibiliza um portal web interativo no qual é possível verificar alguns indicadores do Mercado Livre. No portal é possível avaliar os dados do Maranhão referentes ao consumo nos últimos 12 meses da energia adquirida por meio do ACL. No intervalo entre setembro de 2023 a agosto de 2024 o consumo aumentou 18 %, especialmente devido à abertura do mercado para todos os clientes do Grupo A através da Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, que permitiu a migração das unidades com demanda contratada abaixo de 500 kW desde o dia 1º de janeiro de 2024 (BRASIL, 2022). O resultado dessa abertura para todos os clientes em média tensão se verifica na Figura 13, que mostra o avanço do consumo de energia no Estado através dessa modalidade, principalmente a partir de maio/2024.

Figura 13 - Consumo de energia elétrica pelo ACL no Maranhão (MWmédio)



Fonte: (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2024)

⁹ A unidade geralmente utilizada na contratação de grandes volumes de energia, como no Mercado Livre é MWmédio. 1 MWmédio/ano equivale a 8.760 MWh/ano (energia média no intervalo considerado).

Portanto, o MLE é uma modalidade que tende a continuar crescendo especialmente pela oportunidade de acesso dos consumidores à preços mais acessíveis, condições contratuais flexíveis e baixo investimento inicial. Além disso, é possível utilizar energia de fontes que não emitem GEEs, sem necessariamente realizar o investimento inicial referente à construção das usinas nem assumir seus custos de operação. Nesse sentido, apresenta-se como mais uma opção para o uso de energia limpa inclusive para utilização na produção de H₂V.

2.6 CERTIFICAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE

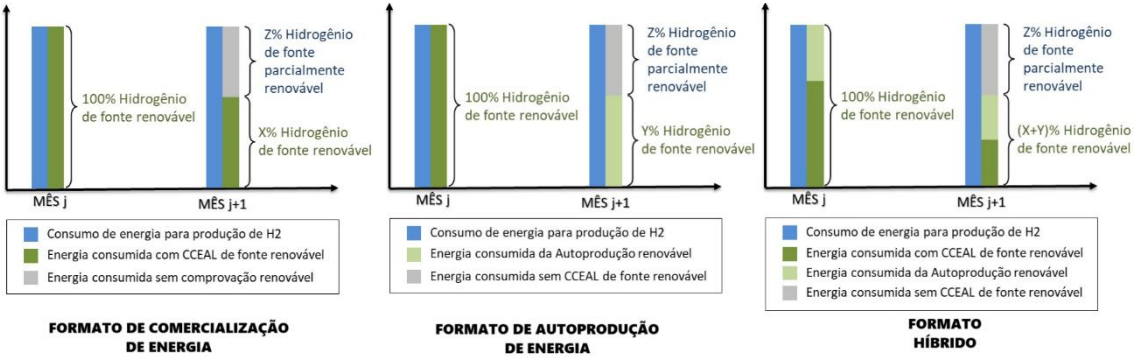
A CCEE lançou em junho de 2023 um Manual para Certificação do Hidrogênio Verde no Brasil que tem o objetivo de habilitar o produtor de H₂V para o mercado, fortalecendo a segurança e credibilidade do seu produto. Além disso, a metodologia do manual visa atender aos requisitos nacionais e internacionais e apoiar o mercado de hidrogênio global (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023).

Para plantas de hidrogênio que utilizarem especificamente a técnica de eletrólise e estiverem conectadas ao SIN, existem três possibilidades de fornecimento de energia verde. Na primeira, é realizado um contrato denominado *Power Purchase Agreement* (PPA¹⁰) em que uma empresa geradora/comercializadora de energia fornece o montante de energia verde necessário para um determinado período contratual. Na segunda, o produtor de H₂ também é proprietário da usina de energia, que deve estar conectada ao SIN e, neste caso, a energia gerada pode ser utilizada na planta de hidrogênio desde que as usinas de energia e hidrogênio estejam representadas pelo mesmo agente na CCEE. Já o terceiro caso trata de uma configuração híbrida, em que parte da energia é proveniente da autoprodução e outra parte é proveniente da comercialização de energia com outros agentes. Nestes modelos, a CCEE realiza a avaliação da energia consumida e do hidrogênio produzido através de um balanço que pode ser mensal ou trimestral, conforme a necessidade do interessado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023).

10 Também conhecido como Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL). Geralmente são contratos de médio e longo prazo.

Em todas as três situações citadas, caso a energia comercializada ou produzida por geração própria não seja suficiente para abastecer a demanda energética da planta, a energia remanescente virá do SIN sendo um percentual do hidrogênio considerado verde e outro parcialmente verde, de acordo com o consumo do SIN (Figura 14).

Figura 14 - Possibilidades de certificação de H₂



Fonte: (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023). Adaptado pelo autor.

Outro ponto que merece destaque é que as usinas de energia podem estar localizadas em qualquer lugar do Brasil, desde que conectadas ao SIN. Essa possibilidade pode trazer benefícios excelentes de eficiência energética visto que nem sempre os melhores locais para se produzir hidrogênio e energia elétrica coincidem.

3. A TECNOLOGIA DO HIDROGÊNIO

Desde sua descoberta por Henry Cavendish no século XVIII e sua nomenclatura atribuída por Lavoisier, o hidrogênio tem sido um elemento de grande interesse científico e tecnológico e muito estudado pela grande versatilidade de suas aplicações especialmente nos setores de transporte e energia (FERREIRA, 2022). Recentemente, após décadas sendo tratado como uma fonte de energia com grande potencial, o elemento passou a ter posição de destaque no período pós-pandemia em que governos internacionais e diversos *players* do mercado passaram a tratá-lo como um objetivo estratégico para a transição energética e a retomada da economia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

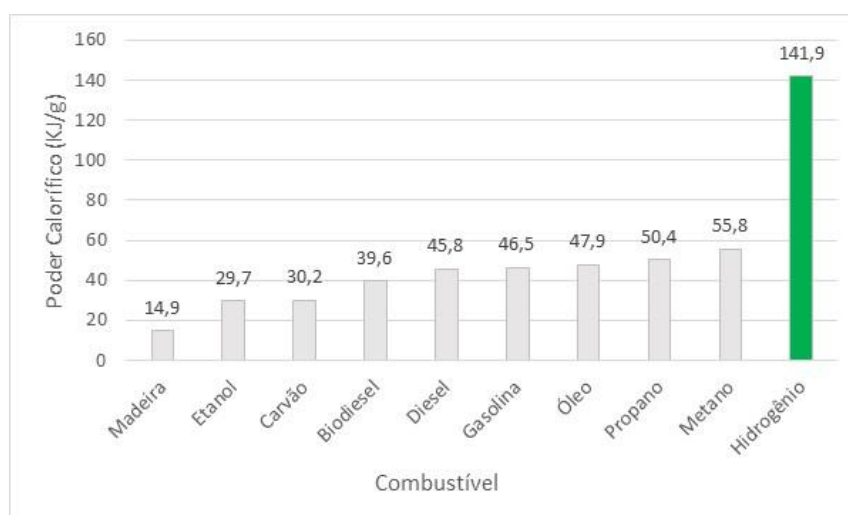
3.1 CARACTERÍSTICAS DO HIDROGÊNIO

O hidrogênio é o elemento químico mais abundante no universo, contribuindo com 89 % dos átomos do universo e 70 % de sua massa total. Na Terra, é o nono elemento mais abundante, aparecendo comumente na forma gasosa (H_2), sendo incolor, inodoro, insípido e inflamável. É encontrado geralmente associado a outros elementos como água e alguns combustíveis fósseis tais como o carvão, gás natural e o petróleo.

A respeito de suas características físico-químicas, pode-se afirmar que o H_2 é bastante leve, se comparado a outros combustíveis, apresentando uma densidade de $0,9 \text{ kg/Nm}^3$ a 0°C , possui ampla faixa de concentração inflamável variando de 4 % a 75 % por volume e possui ponto de ebulição a uma temperatura extremamente baixa de $-252,8^\circ\text{C}$ (LIMA, 2023).

Além disso, o alto poder calorífico é um dos pontos de extremo destaque em relação a outros elementos. Essa característica diz respeito à quantidade de energia liberada durante o processo de oxidação, ou seja, quanto maior, mais energia é liberada na combustão. A Figura 15 apresenta essa característica do hidrogênio (em kJ/g) comparado a outros combustíveis utilizados e evidencia que o combustível possui eficiência pelo menos 2,5 vezes maior em geração de energia do que as outras opções.

Figura 15 - Poder calorífico de diferentes combustíveis utilizados



Fonte: (SULEMAN, DINCER e AGELIN-CHAAB, 2015). Adaptado pelo autor.

O insumo para a produção do elemento de forma isolada (H_2) é outra característica importante e está relacionada à sustentabilidade de sua utilização. O H_2 pode ser obtido através de várias matérias-primas como a água, biomassa e combustíveis fósseis. A depender da fonte utilizada e da energia aplicada no processo, diferentes teores de carbono são gerados a partir da produção de H_2 , de forma que o combustível recebe uma classificação identificada por cores para cada processo. A Figura 16 apresenta as cores que o hidrogênio recebe em função da sua forma de produção com ou sem CCUS.

Figura 16 - Classificação do hidrogênio em escala de cores

Cor	Classificação	Descrição
■	Hidrogênio Preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS
■	Hidrogênio Marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
■	Hidrogênio Cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
■	Hidrogênio Azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), com CCUS
■	Hidrogênio Verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar).
□	Hidrogênio Branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico
■	Hidrogênio Turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO_2
■	Hidrogênio Musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS
■	Hidrogênio Rosa	Produzido com fonte de energia nuclear

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2021)

Nota: Embora seja adotada mundialmente, esta classificação de cores não é um consenso. Por exemplo, o H_2 produzido a partir da fonte nuclear, às vezes, é identificado com amarelo.

Cerca de três quartos do hidrogênio produzido a nível mundial é proveniente de reforma a vapor do gás natural sendo a principal forma fornecida no estado gasoso ao consumidor final (83 %). No entanto, a sua forma verde de produção, embora caminhando ainda a passos lentos, tem ganhado cada vez mais espaço nos últimos anos especialmente por permitir a aceleração da transição energética, bem como por causa do barateamento exponencial do custo da energia elétrica provenientes do sol e do vento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). Dessa forma, torna-se importante apresentar os principais processos que ocorrem na produção do hidrogênio verde: a eletrólise da água e as técnicas mais utilizadas (ver item 3.4).

3.2 APLICAÇÕES DO HIDROGÊNIO

O hidrogênio pode ser usado como matéria-prima, combustível ou transportador, e possui diversas aplicações podendo ser utilizado em diversos setores. Nos transportes, o uso do H₂ torna-se uma alternativa excelente em situações em que se necessita de maior autonomia com menos peso e volume, como no setor aéreo, naval e rodoviário. Na indústria, com a adoção cada vez maior de práticas ESG (Ambiental, Social e Governança)¹¹, a fabricação de “produtos verdes” com a utilização de matérias-primas sustentáveis tem se tornado um mercado promissor. No setor de produção de fertilizantes, o H₂ também possui bastante potencial, uma vez que já é muito utilizado, mas é produzido a partir de fontes fósseis, recebendo o nome de hidrogênio cinza. A utilização de hidrogênio verde para a produção de amônia verde seria uma forma de descarbonizar o setor (BEZERRA, 2023). Por fim, na refinaria, exemplifica-se a produção de metanol, produto utilizado para a produção de diversos polímeros na indústria, que utiliza o gás natural como principal matéria-prima. A produção de metanol a partir do hidrogênio verde é considerada uma potente alternativa de descarbonização (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2022).

Assim percebe-se que este vetor energético promissor oferece uma solução excelente para descarbonizar processos industriais e setores que em que a redução das emissões sejam difíceis de alcançar.

¹¹ Práticas ESG: de modo geral, a expressão reflete o quanto um negócio está buscando maneiras de minimizar os seus impactos no meio ambiente.

3.3 ARMAZENAMENTO DO HIDROGÊNIO

Apesar das aplicações do H_2 serem diversas, deve-se levantar alguns pontos de atenção principalmente referentes ao armazenamento. A temperatura ambiente, o hidrogênio se apresenta no estado gasoso e, por esse motivo, o tipo de armazenamento depende da aplicação na qual o elemento é utilizado.

Comercialmente destacam-se duas formas de armazenamento: a primeira, são os reservatórios de gás comprimido nos quais o combustível é pressurizado em cilindros de alta pressão similares aos de gás natural geralmente na ordem de 35 ou 70 Mpa; e na forma de reservatórios de hidrogênio líquido. Para liquefazer o hidrogênio, é necessário mantê-lo a temperaturas inferiores a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, o que demanda um elevado consumo de energia elétrica. Isso ocorre porque, mesmo com avançados sistemas de isolamento térmico, os reservatórios ainda permitem a troca de calor com o ambiente externo, resultando em perdas energéticas. Dessa forma, uma das alternativas que se utiliza é a transformação do hidrogênio em amônia. Por meio desse processo, obtém-se a amônia verde (NH_3V) que compreende a junção do H_2V com o N_2 existente no ar. Este produto precisa ser resfriado somente a $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ para que ocorra sua liquefação, fato que torna economicamente mais viável o seu armazenamento (IBERDROLA, 2024; GOMES NETO, 2024).

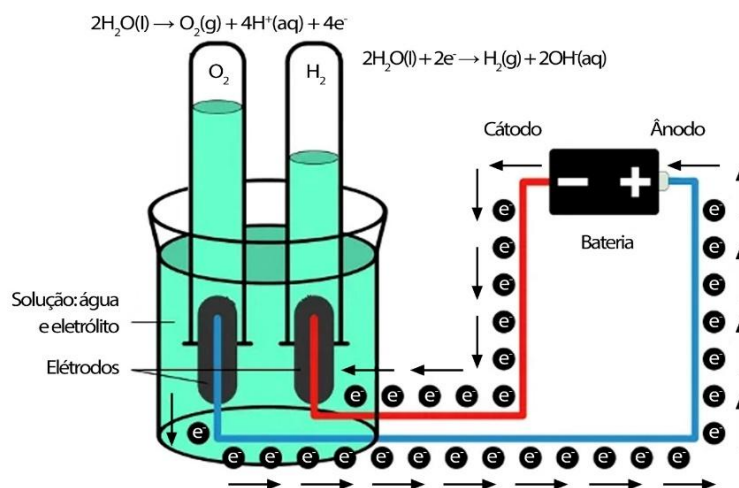
3.4 A ELETRÓLISE DA ÁGUA

Historicamente a eletrólise da água foi descrita nos estudos de Alessandro Volta e *Humphry Davy* aproximadamente no ano de 1800. Setenta anos mais tarde, o belga *Zenobe Gramme* desenvolveu a máquina de *Gramme*, que permitiu a criação de um processo de produção de hidrogênio a um baixo custo (GOMES, 2022). Já em 1948 houve a construção do primeiro eletrolisador industrial pressurizado por *Zdansky* e *Lonza*. Esses importantes eventos possibilitaram o início dos estudos em relação às formas de eletrolisar a água conhecidas nos dias de hoje (SOUZA, 2022).

A eletrólise é uma das tecnologias com grande potencial de utilização em maior escala. O ganho de eficiência e a redução de seus custos tende a ampliar sua participação na matriz global de produção de hidrogênio, tendo em vista a sua tímida participação atual de 5 % (AZEVEDO, 2023). O processo

ocorre por meio de uma reação de oxirredução, induzida pela passagem de corrente elétrica contínua que resulta na dissociação da molécula de água nos seus constituintes, a saber, hidrogênio e oxigênio, na presença de um eletrólito (Figura 17).

Figura 17 - Processo de eletrólise da água



Fonte: (GOMES, 2022)

No cátodo ocorre uma reação de redução, em que há o fornecimento de elétrons para os cátions de hidrogênio para formar o hidrogênio em formato gasoso, conforme Equação (9). Já no ânodo, ocorre uma reação de oxidação da molécula da água gerando oxigênio gasoso e fornecendo elétrons ao cátodo para fechar o circuito elétrico, conforme Equação (10). O resultado global é apresentado na Equação (11) em que se verifica a produção de hidrogênio e oxigênio na proporção 2:1 respectivamente.



De um ponto de vista estequiométrico, a produção de H₂ através da eletrólise da água consome cerca de 9 kg de água por 1 kg de H₂ produzido. Considerando as especificações de alguns fornecedores, são relatadas necessidades superiores por quilograma de H₂, variando de 10 a 23 kg de água para cada 1 kg de H₂ produzido, a depender das técnicas aplicadas nos subprocessos de produção (GOMES, 2022).

Em termos termodinâmicos, a decomposição da água não é um processo favorável. Embora o potencial teórico ideal de uma célula eletrolítica para eletrólise da água seja de 1,239 V a 25 °C, existem várias resistências a esse processo não natural, tais como energia de ativação, difusão e mobilidade dos íons e a resistência elétrica dos condutores do circuito, o faz com que o potencial para vencer essas resistências seja superior ao valor padrão. Essa diferença é denominada sobrepotencial, parâmetro que está diretamente associado à eficiência global do processo (GOMES, 2022).

Diversos fatores influenciam na eficiência da eletrólise, tais como a natureza do eletrocatalisador, a configuração do eletrodo, a concentração dos eletrólitos, a temperatura, e o pH da solução eletrolítica. Entre esses fatores, a escolha do eletrocatalisador é uma decisão importante, pois ele influencia diretamente o sobrepotencial necessário para iniciar as reações. Pode-se afirmar, portanto, que quando menor o sobrepotencial, maior a eficiência da eletrólise (SILVA, ANDRADE, *et al.*, 2024).

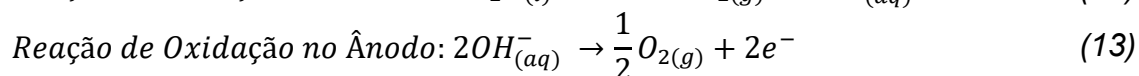
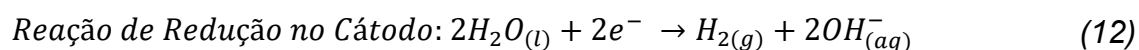
3.4.1 Tecnologia dos eletrolisadores

O eletrolisador é um equipamento voltado para a aplicação da eletrólise na produção de hidrogênio por meio da utilização de corrente elétrica. Existem três tipos principais: alcalinos, com membrana de troca de prótons (PEM) e de óxido sólido (SOE). Estes modelos operam em diferentes temperaturas nominais e são produzidos com diferentes tecnologias (SOUZA, 2022). A seguir, destaca-se as principais características de cada um.

3.4.1.1 Eletrolisadores alcalinos

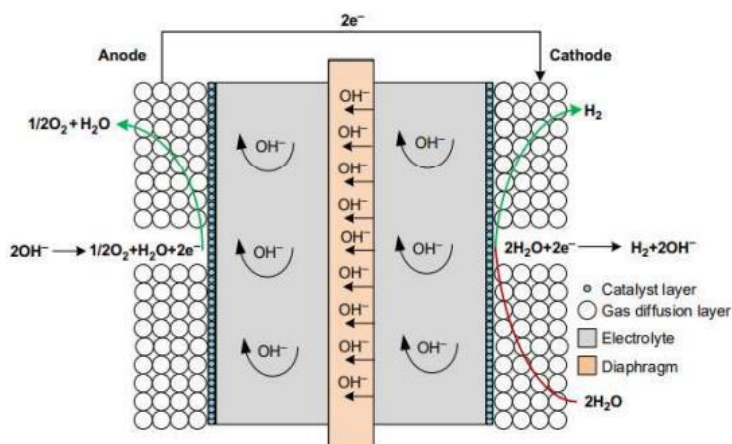
A tecnologia do eletrolisador alcalino (AEL) é a mais comum empregada no mercado devido as suas excelentes características de custo-benefício. Neste modelo, são utilizados eletrólitos de hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH) em temperaturas de 60°C a 100°C e pressões de 1 a 30 bar. A densidade de corrente operacional varia entre 1 e 3 kA/m², pois valores mais altos reduzem a eficiência devido ao aumento da conversão de energia elétrica em calor, e a eficiência global costuma ser na faixa entre 51 % e 60 % (NOGUEIRA e SOUTO, 2022).

A eletrólise da água ocorre em uma célula eletroquímica, onde o ânodo e o cátodo estão imersos em uma solução aquosa alcalina (geralmente KOH, NaOH ou NaCl). Um diafragma poroso separa os eletrodos, permitindo a passagem de íons hidroxila (OH^-) em virtude do potencial elétrico aplicado. No cátodo, a água é reduzida, produzindo gás hidrogênio e mais íons hidroxila, conforme equação (12). Estes íons migram através do diafragma para o ânodo, onde a água é oxidada, gerando gás oxigênio e íons hidrogênio, conforme equação (13) (SOUSA, 2022) (Figura 18).



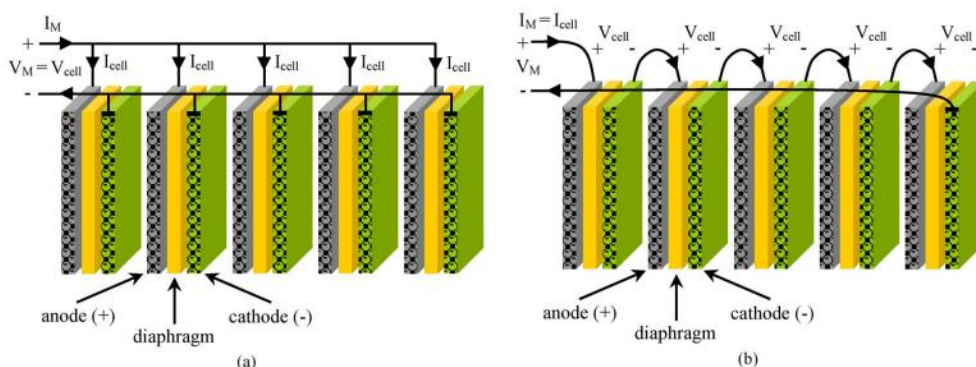
A configuração dos eletrodos influencia diretamente as reações eletroquímicas e os potenciais envolvidos. Em células unipolares, cada eletrodo participa de apenas um tipo de reação, sendo oxidação ou redução (Figura 19a). Já em células bipolares, as reações de oxidação e redução ocorrem em faces opostas do mesmo eletrodo, sem a necessidade de uma conexão direta à fonte de energia (Figura 19b) (ZHANG e ZENG, 2011).

Figura 18 - Célula do eletrolisador do tipo alcalino



Fonte: (NOGUEIRA e SOUTO, 2022)

Figura 19 - Eletrolisadores alcalinos: unipolar (a) e bipolar (b)



Fonte: (URSÚA, 2012)

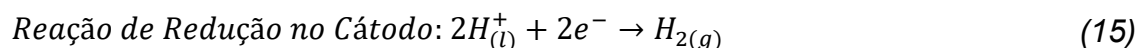
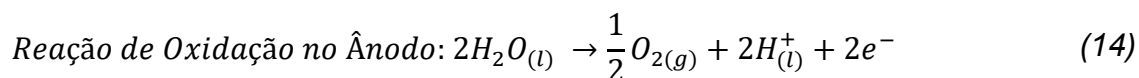
A escolha do tipo de eletrolisador alcalino em processos industriais envolve uma análise entre simplicidade ou eficiência. Os eletrolisadores unipolares, caracterizados por uma tensão de operação de 2,2 V, são mais simples de fabricar. Contudo, a necessidade de altas correntes para alcançar a produção desejada resulta em perdas de energia na forma de calor (perdas ôhmicas). Por outro lado, os eletrolisadores bipolares, que operam com tensões mais elevadas, apresentam menores perdas ôhmicas. No entanto, a fabricação desses eletrolisadores é um pouco mais complexa, exigindo um projeto cuidadoso para evitar vazamentos dos gases produzidos (H_2 e O_2) e do eletrólito entre as células, o que poderia comprometer a eficiência e a segurança do processo (ZHANG e ZENG, 2011).

3.4.1.2 Eletrolisadores PEM

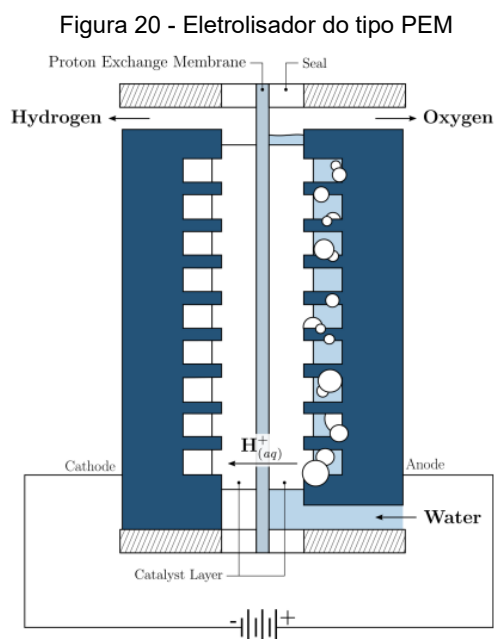
Conforme Sousa (2022), este tipo de eletrolisador pode ser chamado de três formas: membrana polimérica de prótons (*Proton Exchange Membrane*), membrana de troca de prótons e eletrólito de polímero sólido (*Solid Polymer Electrolyte*). O eletrolisador em questão emprega um eletrólito sólido na forma de uma membrana polimérica, comumente fabricado a partir de Nafion. Esse polímero, quando hidratado, adquire a capacidade de transportar prótons através de sua estrutura. Além disso, o movimento dos prótons induz o arrasto de moléculas de água por meio de um fenômeno conhecido como eletrosmose. É importante destacar que os elétrons, por estarem ligados quimicamente à estrutura da membrana, não se movimentam livremente por ela.

A membrana polimérica do eletrolisador PEM desempenha um papel crucial na eletrólise da água, permitindo a passagem seletiva de prótons do

ânodo para o cátodo, enquanto impede a mistura dos gases hidrogênio e oxigênio (VIDAS e CASTRO, 2021). No ânodo, a água é oxidada, liberando oxigênio, prótons de hidrogênio e elétrons, conforme equação (14). Os prótons migram através da membrana e se recombinaem com os elétrons no cátodo, formando gás hidrogênio, conforme equação (15).



Este tipo de equipamento apresenta algumas vantagens como uma melhor eficiência em relação ao alcalino, ficando na faixa entre 55 % e 70 %; temperatura nominal entre 80 °C e 100 °C; e pressão variando entre 1 e 70 bar. Possui ainda a característica de produzir um hidrogênio altamente puro e um design comercial geralmente muito compacto (SILVA, 2024).



Fonte: (VIDAS e CASTRO, 2021)

Contudo, embora existam muitas vantagens, este modelo enfrenta alguns desafios comerciais para ser utilizado em maior escala que estão relacionados à sua vida útil. O afinamento da membrana pode provocar a passagem de gás por sua estrutura bloqueando a passagem dos elétrons aumentando assim a resistência ôhmica da célula causando maior perdas. Em casos mais severos, a passagem de gás pela membrana pode ser tão alta que o conteúdo de hidrogênio na meia célula do ânodo ultrapassa o limite tolerável

de 5 % para formar uma mistura explosiva de gás hidrogênio-oxigênio (CAVALIERE, 2023)

3.4.1.3 Eletrolisadores SOE

Esta tecnologia foi introduzida em 1980 por *Donitz e Erdle* e tem como uma de suas principais características a alta eficiência de produção de hidrogênio. Os eletrolisadores de óxido sólido (*Solid Oxide Electrolysis*) são inovadores por usar água na forma de vapor em altas temperaturas, na faixa que se dão entre 600 °C e 900 °C, respectivamente (VIDAS e CASTRO, 2021).

O princípio de funcionamento é muito semelhante ao tipo alcalino o que resulta em pequenas alterações no ânodo e no cátodo. No cátodo, o vapor d'água é reduzido a hidrogênio, conforme equação (16). Os íons de oxigênio gerados migram pelo eletrólito sólido até o ânodo, onde se combinam para formar oxigênio gasoso, conforme equação (17). A presença de fases gasosas nas reações eletroquímicas é uma característica que diferencia os SOEs dos outros tipos de eletrolisadores. Para otimizar o contato entre os gases e os eletrodos, estes apresentam uma estrutura porosa (URSÚA, 2012). O esquema deste eletrolisador é apresentado na Figura 21.

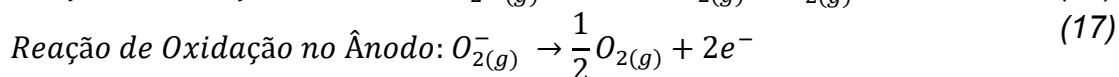
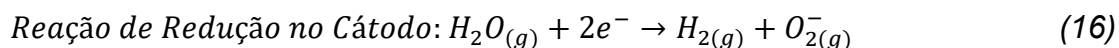
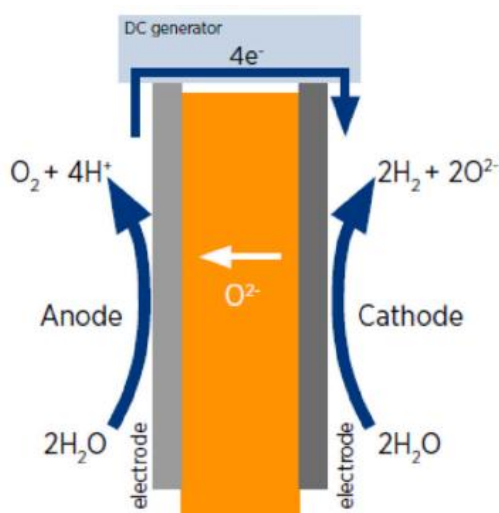


Figura 21 - Esquema de eletrolisador tipo SOE



Fonte: (EL-SHAFIE, 2023)

Uma das principais vantagens dos SOEs é a capacidade de operar em altas temperaturas, o que acelera as reações e reduz a necessidade de alta voltagem. Porém, essa característica exige materiais resistentes ao calor e vedações eficientes, além de sistemas de tratamento para a mistura de hidrogênio e vapor d'água produzida, elevando os custos em relação à eletrólise tradicional (URSÚA, 2012).

3.4.1.4 Análise comparativa de eletrolisadores

Após a apresentação individualizada dos três tipos de eletrolisadores, torna-se evidente a necessidade de uma comparação a nível de aplicação comercial entre eles. Considerando que cada tipo possui um funcionamento, composição e componentes únicos, é natural diferenças fundamentais em suas características técnicas. A Tabela 3 apresenta uma compilação das principais características operacionais de cada eletrolisador. Ao analisar essas características, aliadas à experiência prática de utilização desses equipamentos, é possível identificar um conjunto de vantagens e desvantagens associadas a cada tipo.

Tabela 3 - Parâmetros operacionais dos principais tipos de eletrolisadores

PARÂMETROS	AEL	PEM	SOE
Temperatura de Célula (°C)	60-80	50-80	700-1000
Pressão (BAR)	10-30	20-50	1-15
Densidade de Corrente (A/cm²)	0.2-0.6	1.0-2.0	0.3-1.0
Flexibilidade da Carga (% da Carga Nominal)	20-100	35-100	0-100
Tempo de Arranque a Frio	1-2 h	5-10 min	horas
Tempo de Arranque a Quente	1-5 min	<10s	15 min
Eficiência Nominal da Célula (%)	63-71 %	60-68 %	100 %
Consumo de Energia (kWh/Nm³)	4.2-4.8	4.4-5.0	3
Eficiência Nominal do Sistema (%)	51-60 %	46-60 %	76-81 %
Pot. Máx. Nominal da Célula (MW)	6	20	<0.01
Prod. de H2 por Célula (Nm³/h)	1400	400	<10
Área da Célula (m²)	<3.6	<0.13	<0.06
Tempo de Vida (h x 1000)	55-120	60-100	8-20
Degradação da Eficiência (%/ano)	0.25-1.5	0.5-2.5	3-50
Custo do Investimento (R\$/kW)	850-1500	1500-3800	>2200
Custo de Manut. Anual (% do Custo de Invest.)	2-3	3-5	Indisponível
Maturidade	Comercial (grande escala)	Comercial (menor escala)	Laboratorial
Vantagens:	- Baixo custo de capital - Alta durabilidade - Operação estável	- Maior Pureza - Design Compacto - Alta taxa de produção	- Alta eficiência - Baixo consumo de energia - Não há necessidade de metais nobres
Desvantagens:	- Sistema corrosivo - Pureza mais baixa - Alta energia consumo	- Alto custo de componentes raros - Ambiente Ácido - Alta pressão	- Design de grande dimensão - Baixa durabilidade - Altas temperaturas

Fontes: (NOGUEIRA e SOUTO, 2022) e (CALADO e CASTRO, 2021) . Adaptado pelo autor.

Os eletrolisadores alcalinos, com mais de um século de aplicação, oferecem vantagens como baixo custo e alta durabilidade. No entanto, sua resposta dinâmica a variações de produção é bem limitada, a manutenção dos fluidos alcalinos é complexa e a pureza do hidrogênio produzido é inferior às outras tecnologias. Além disso, a pressão de saída do hidrogênio é relativamente baixa, o que exige uma compressão adicional para transporte e armazenamento trazendo custos extras (NOGUEIRA e SOUTO, 2022).

Os eletrolisadores PEM, por sua vez, se destacam pela alta pureza do hidrogênio produzido e pela capacidade de responder rapidamente a variações na demanda. Essa é uma característica relevante para a produção de H₂V, visto que eletrolisadores para esta aplicação operam com alto grau de carga variável dependendo da quantidade de energia renovável disponível e experimentam partidas e paradas frequentes. Adicionalmente, seu design compacto e a alta densidade de corrente representam outras vantagens comerciais. Contudo, o custo elevado dos materiais, a presença de ácidos corrosivos, a possibilidade de durabilidade baixa são desafios a serem superados para a sua ampla adoção (CALADO e CASTRO, 2021).

Os eletrolisadores de óxido sólido representam a fronteira da pesquisa em eletrólise. Embora ainda esteja em fase de desenvolvimento, essa tecnologia apresenta o potencial de superar algumas das limitações das tecnologias anteriores, visto que já possuem um diferencial de apresentarem um baixo consumo de energia e uso de componentes de baixo custo (GOLDMEER, 2019). No entanto, a alta temperatura de operação, a baixa durabilidade e as dimensões elevadas são desafios a serem superados. A alta temperatura de operação, embora seja uma desvantagem em algumas aplicações, como no uso de fontes de energias renováveis, pode ser vantajosa quando acoplada a fontes de calor de alta temperatura, como usinas nucleares ou de ciclo combinado.

Com bases nas características apresentadas das três tecnologias, definiu-se alguns fatores fundamentais para a escolha do eletrolisador no estudo para o Estado do Maranhão. São eles: custos de implantação e operacionais, maturidade da tecnologia, tempo de arranque e eficiência.

Inicialmente, conforme já apresentado no capítulo introdutório, um dos principais objetivos é produzir hidrogênio verde a um preço competitivo sendo necessário priorizar equipamentos com menor custo de capital e operacional.

Neste quesito observa-se que o tipo alcalino ganha destaque por possuir os menores custos médios, nos quais o de implantação varia de R\$ 800,00 a R\$ 1.500,00 por kW instalado e o operacional anual de 2 a 3 % da implantação (Tabela 3). Além disso, é necessária a escolha uma tecnologia madura e utilizada em larga escala. Esta característica contribui na facilidade da implementação e operação dos equipamentos da planta de hidrogênio, assim como na escolha da mão de obra empregada. Novamente se verifica que o tipo alcalino é proeminente, sendo utilizado em escala comercial (Tabela 3). Por fim, destaca-se que o tempo de arranque do eletrolisador costuma ser outra característica que é extremamente relevante, especialmente quando se utiliza energias renováveis, que tem como definição serem fontes intermitentes de energia, conectadas diretamente à planta. Neste aspecto o tipo PEM possui os menores tempos de arranque a quente, sendo menor que 10 s, e a frio ficando entre 5 e 10 minutos (Tabela 3), sendo o mais compatível com variações mais bruscas de produção de energia. No entanto, conforme será detalhado na metodologia deste estudo (Capítulo 5), é necessário ressaltar que as plantas de geração de energia não estarão conectadas diretamente à planta de hidrogênio, sendo o balanço de energia entre o que é gerado e consumido feito mensalmente. Por isso, o tempo de arranque deixar de ser tão relevante quanto às características inicialmente levantadas.

Portanto, considerando a discussão levantada, considera-se que o eletrolisador tipo Alcalino é o mais adequado para a realidade deste estudo.

3.4.2 Tecnologias para tratamento de água para eletrólise

No processo de geração de hidrogênio a água de utilização é classificada em dois tipos: água de processo e água de resfriamento. A primeira serve como matéria-prima para a eletrólise, sendo submetida a tratamentos específicos para garantir a pureza necessária. Já a água de resfriamento, utilizada indiretamente para refrigerar equipamentos, não exige o mesmo nível de tratamento, embora sua qualidade também influencie a eficiência do processo (SIMON, DAILY e WHITE, 2010).

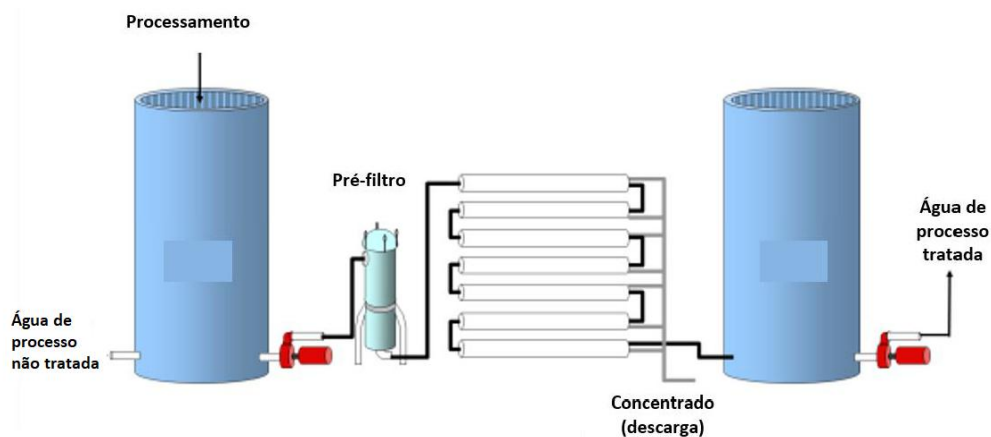
Considerando que o recurso hídrico da usina de hidrogênio pode ser proveniente da água marinha ou doce, os processos mais usados para a purificação da água são a Osmose Reversa e a Troca Iônica. Ambas são facilmente escaláveis, já possuem um bom nível de maturidade e, em referência

a outras opções, tem custos relativamente baixos. Além disso, podem ser necessárias ainda opções de tratamento adicionais, mas não serão tratados neste trabalho (SIMON, DAILY e WHITE, 2010).

3.4.2.1 Osmose Reversa

A osmose reversa surgiu na segunda metade do século XX, inicialmente com a finalidade de dessalinizar água do mar para abastecimento humano. Com o tempo, essa tecnologia foi adaptada para diversas aplicações, incluindo processos industriais que exigem água com alto grau de pureza, como é o caso da eletrólise para produção de hidrogênio verde. Esta técnica utiliza uma membrana porosa para remoção dos contaminantes, a partir da força motriz gerada por um conjunto motobombas que geram pressão hidráulica no lado da solução mais concentrada. Quando a pressão hidráulica supera a pressão osmótica, o sentido do fluxo do soluto se inverte e a água atravessa a membrana. Os poros da membrana chegam a ser menores que 1 μm e são capazes de eliminar uma variedade significativa de componentes orgânicos e até 99 % dos sais dissolvidos (SANTOS, MENEZES, *et al.*, 2023). A Figura 22 mostra um processo típico de osmose reversa.

Figura 22 - Processo típico de tratamento da água por osmose reversa



Fonte: (SOUSA, 2022). Adaptado pelo Autor.

Os sistemas de osmose reversa separam o fluxo da água de processo em água tratada e água concentrada. O fluxo de água tratada geralmente possui maior vazão, enquanto o concentrado apresenta menor volume, mas contém a maior parte das impurezas retidas. Este fluxo de resíduos de baixo volume e alta concentração pode ser tratado posteriormente ou potencialmente descarregado

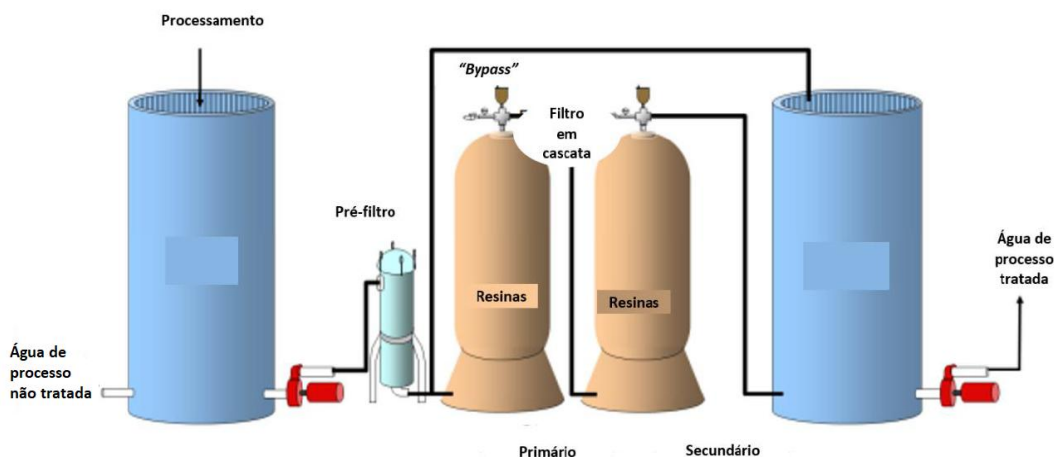
no oceano ou no esgoto sanitário, conforme as licenças dos órgãos ambientais permitirem (SIMON, DAILY e WHITE, 2010).

No mundo, a Osmose Reversa é utilizada em 70 % das usinas de dessalinização da água do mar (CAVALIERE, 2023). No Brasil, também é amplamente utilizada para produção de água potável, especialmente no Nordeste, onde há escassez de água (GURGEL, CHAVES, *et al.*, 2024).

3.4.2.2 Troca Iônica

Este processo consiste na purificação da água através da adsorção de impurezas por meio da utilização de resinas especiais que removem cátions (por exemplo, cálcio e magnésio) e ânions (como sulfato e cloreto) da água, substituindo-os por íons H^+ e OH^- (AZEVEDO, 2023). Nesta aplicação, os contaminantes aderem às superfícies das resinas, que precisam ser substituídas periodicamente. Segundo (Simon, Daily e White, 2010), a troca iônica é considerada um processo que não gera rejeitos poluentes para o ambiente por meio da água de descarga. A Figura 23 ilustra um processo típico de tratamento da água através da troca iônica.

Figura 23 - Processo típico de tratamento da água pela técnica de troca iônica



Fonte: (SOUSA, 2022). Adaptado pelo Autor.

3.4.2.3 Análise comparativa entre os métodos

As tecnologias de osmose reversa e troca iônica compartilham a característica de terem seus custos operacionais diretamente influenciados pela qualidade da água a ser tratada e pelos padrões de pureza exigidos no efluente. Ou seja, quanto maior a concentração de sólidos dissolvidos e mais rigorosos os

limites de descarga, maiores serão os gastos com insumos e energia (SIMON, DAILY e WHITE, 2010).

Em termos comparativos, as curvas de eficiência dessas tecnologias apresentam diferenças significativas. A osmose reversa demonstra maior eficiência em processos com menor concentração de contaminantes e altas vazões. Já a troca iônica é mais indicada para tratar águas com maior carga de contaminantes, demandando maior tempo de contato entre a água bruta e as resinas para alcançar os resultados desejados (SIMON, DAILY e WHITE, 2010).

3.5 Análise do custo de produção de H₂ em outros países

Nesta seção investigou-se o que outros autores têm desenvolvido no estudo da viabilidade da produção de hidrogênio verde no mundo. O objetivo foi investigar as principais premissas adotadas no contexto internacional, considerando os fatores geográfico, técnico, energético e temporal, que influenciam diretamente o custo de produção do hidrogênio.

A análise foi feita com base em estudos recentes e relevantes, cujos dados foram compilados na Tabela 4, destacando-se projetos em países como Austrália, Marrocos, Colômbia, Chile, Reino Unido, Grécia, Portugal e Alemanha. Os critérios utilizados para seleção dessas fontes incluíram: tipo de eletrolisador, matriz energética baseada em fontes renováveis (solar e/ou eólica) e o ano base de estimativa do custo de produção.

Tabela 4 - Principais parâmetros de projeto na produção de H₂V em diversos países (continua)

Item	Local	Potência Eletrólise (MW)	Tecnologia	Matriz Energética	LCOH (US\$/kg) ⁽¹⁾	Ano Base ⁽²⁾	Referência
1	Austrália (diversos pontos do país)	6	PEM	Solar	3,2 - 3,6	2030	(BENALCAZAR e KOMOROWSKA, 2024)
	Eólica			2,7 - 4,3			
2	Marrocos (diversos pontos do país)			Solar	3,2 - 3,5		
	Eólica			2,7 - 4,4			
3	Colômbia (diversos pontos do país)			Solar	4,1 - 4,9		
	Eólica			3 - 17,7			
4	Chile (diversos pontos do país)			Solar	2,8 - 4,5		
	Eólica			2,1 - 18,8			
5	Reino Unido (análise global do país)	215	Alcalino	Eólica Offshore+ Mercado <i>Spot</i> ⁽³⁾	8,94	2024	(HILL, BAMISILE, <i>et al.</i> , 2024)
			PEM	Eólica Offshore + Mercado <i>Spot</i> ⁽³⁾	10,18		

(conclusão)

Item	Local	Potência Eletrólise (MW)	Tecnologia	Matriz Energética	LCOH (US\$/kg) ⁽¹⁾	Ano Base ⁽²⁾	Referência
6	Grécia (análise global do país)	30	PEM	Solar + Eólica	7,57	2025	(GEORGOPOULOS, PAPADOPOULOS, <i>et al.</i> , 2025)
			Alcalino	Solar + Eólica	5,98		
7	Portugal (análise global do país)	122	PEM	Solar + Eólica <i>Offshore</i> ⁽⁴⁾	3,98	2025	(KÖSTLBACHER, BREUNING, <i>et al.</i> , 2025)
		128	Alcalino	Solar + Eólica <i>Offshore</i> ⁽⁴⁾	3,21		
8	Alemanha (análise global do país)	12,5	PEM	Solar + Eólica <i>Onshore</i> ⁽⁵⁾ + Mercado <i>Spot</i> ⁽³⁾	5,29		
		16	Alcalino	Solar + Eólica <i>Onshore</i> ⁽⁵⁾ + Mercado <i>Spot</i> ⁽³⁾	4,26		

Fonte: Citadas na Tabela.

⁽¹⁾ Os valores apresentados nas referências em €/kg foram convertidos para US\$/kg a taxa de 1,03 €/US\$.

⁽²⁾ Ano base para o valor estimado.

⁽³⁾ Mercado para compra de energia equivalente a curto prazo. Equivalente ao MLE no Brasil.

⁽⁴⁾ Energia produzida em terra.

⁽⁵⁾ Energia produzida no mar.

A primeira pesquisa investigada, elaborada por Benalcázar e Komorowska (2024), elegeu quatro países para análise: Austrália, Marrocos, Colômbia e Chile. Setenta e seis locais diferentes foram estudados nestes locais que, segundo os autores participam de um seletor grupo que deverá se tornar líder global de mercado do hidrogênio nos próximos anos. Foram realizadas as seguintes considerações: (1) análise comparativa a partir da geração própria do tipo fotovoltaica e eólica terrestre; (2) utilização de eletrolisadores tipo PEM; (3) metodologia de estimativa do LCOH baseada no modelo de Monte Carlo¹²; e (4) cálculo estimado do LCOH para 2030. De acordo com os resultados: o LCOH do H₂ produzido com energia eólica se encontra em intervalos muito mais amplos do que o H₂ produzido por energia fotovoltaica, sendo que, para alguns desses locais, a energia eólica ainda não será competitiva para geração de hidrogênio em 2030; nos quatro países observados o LCOH foi mais sensível a variações no CAPEX e na taxa de utilização dos eletrolisadores; e o Chile foi o país que apresentou potencial para produzir hidrogênio a um menor custo (2,8 - 4,5 U\$/kg).

O estudo realizado por Hill, Bamisile *et al.* (2024), analisou a produção de hidrogênio verde no Reino Unido com as seguintes premissas: (1) geração de energia a partir de usinas eólicas *offshore*; (2) utilização da energia da rede

¹² Técnica estatística usada para avaliar a incerteza e a variabilidade em modelos complexos, especialmente quando há muitos parâmetros incertos.

(comprada no mercado *spot*¹³) para ser usada de *backup* em momentos de baixa produção; (3) 2024 considerado como referência para a estimativa dos custos unitários de todos as variáveis econômicas do modelo; (4) metodologia de estimativa do LCOH baseada no modelo de Monte Carlo; e (5) comparação do LCOH considerando eletrolisadores alcalinos e PEM. O estudo conclui que: o LCOH gerado via eletrólise através da tecnologia alcalina é U\$ 8,94/kg, enquanto o hidrogênio gerado por eletrolisadores tipo PEM é de U\$ 10,18/kg; produzir H₂ utilizando energia própria é mais barato do que gerar com energia do mercado *spot*; e o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)¹⁴ é a variável que mais tem influência no preço final de custo do hidrogênio, podendo o risco ser mitigado por políticas governamentais que tragam mais segurança aos investidores.

Georgopoulos, Papadopoulos et al. (2025) analisaram a produção de hidrogênio na Grécia em alinhamento com o Regulamento Delegado 2023/1184 da União Europeia que estabelece critérios para a certificação de hidrogênio verde na Europa. No estudo, são avaliadas correlações horárias e mensais entre a energia elétrica que é produzida e consumida na planta de hidrogênio. A respeito da avaliação de correlação mensal, a mesma metodologia aplicada no presente dissertação, as seguintes premissas foram consideradas: (1) para eletrolisadores tipo PEM, foi considerada geração de própria de energia fotovoltaica (68 %) e eólica (32 %); (2) para eletrolisadores tipo Alcalino, foi considerada geração de própria de energia fotovoltaica (41 %) e eólica (59 %); e cálculo estimado do LCOH para 2025. A partir desse estudo se concluiu que: na utilização da tecnologia PEM o LCOH foi calculado em U\$ 7,57/kg e na utilização da alcalina, U\$ 5,98/kg; e a taxa ideal de utilização da planta para obtenção do LCOH mínimo, em cada caso, foi de 90 %.

Por fim, destaca-se o estudo de *Köstlbacher, Breuning et al.* (2025), que avaliou a viabilidade da produção H₂V na Alemanha e em Portugal, com plantas de médio e grande porte, respectivamente. O estudo considerou as seguintes premissas: (1) matriz híbrida de geração própria contemplando a tecnologia fotovoltaica em ambas e eólica *offshore* em Portugal e *onshore* na Alemanha; (2)

¹³ Similar ao MLE no Brasil.

¹⁴ Representa o custo médio de financiamento de um projeto, ponderando o custo do capital próprio e o custo da dívida, de acordo com a proporção de cada um na estrutura de capital.

compra e venda de energia no mercado *spot*, quando necessário; e (3) o cálculo LCOH considerou as receitas da venda de energia para minimizar os custos. Os resultados mostram que o cenário mais favorável para a produção de hidrogênio competitivo foi em Portugal (U\$ 3,21/kg), considerando as excelentes condições eólicas offshore, o baixo custo da tecnologia alcalina e o ganho de escala da planta de hidrogênio com a capacidade ótima de 128 MW. Além disso, em todos os cenários os fatores que tiveram mais impacto foram o custo do CAPEX dos eletrolisadores e a compra de energia no mercado *spot*.

Diante dos dados levantados nas pesquisas verificou-se alguns pontos em comum na análise dos estudos. Inicialmente, se pode observar que as principais tecnologias adotadas para a produção de energia são a eólica (*onshore* e *offshore*) e a fotovoltaica, especialmente pelo nível de maturidade e custo dessas tecnologias. Neste contexto, observa-se que não há uma correlação evidente entre o tipo de usina de energia e o LCOH, uma vez que esse custo está mais associado à quantidade de recurso natural disponível na região estudada do que à tecnologia adotada. Em outras palavras, quanto maior a disponibilidade do recurso natural, menor será a potência instalada necessária para gerar determinada quantidade de energia e, assim, menor o custo de produção de H₂. Verificou-se que a solução de compra de energia elétrica no modelo de PPA (contratos de médio e longo prazo), bem como no mercado *spot* (contratação no curto prazo) em momentos de baixa geração devido as sazonalidades do recurso explorado, tem sido explorada e podem ser uma excelente alternativa ao armazenamento de energia, como por exemplo Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria (BESS)¹⁵, para produção de hidrogênio. Ainda sobre a questão da sazonalidade, verificou-se na literatura que em momentos de alta produção de energia, a receita proveniente da venda do excedente tende a reduzir significativamente o custo final de produção. Por fim, verificou-se que os melhores fatores de utilização da planta de H₂ ficam entre a 70 e 95 %. Taxas abaixo desse intervalo tendem a aumentar significativamente o custo de produção e taxa acima são inalcançáveis, uma vez que os fabricantes de eletrolisadores recomendam a

¹⁵ Sistemas são usados para armazenar eletricidade (geralmente de fontes renováveis como solar ou eólica) e liberá-la quando necessário, ajudando a equilibrar a oferta e demanda de energia na rede elétrica.

reserva de aproximadamente 5 %/ano para manutenções (GEORGOPOULOS, PAPADOPOULOS, *et al.*, 2025).

Considerando que a disponibilidade de recursos naturais em cada região é fator determinante para a viabilidade técnico-econômica de projetos de produção de hidrogênio verde, torna-se necessário, nesse contexto, apresentar em maior detalhe o cenário maranhense, que constitui o objeto do presente estudo.

4. RECURSOS NATURAIS E INFRAESTRUTURA NO MARANHÃO

Neste capítulo, será realizada uma análise aprofundada do potencial energético do Maranhão, com foco nos recursos eólico, solar e hídrico. Também será avaliada a capacidade de geração de energia elétrica a partir dessas fontes, considerando as características climáticas do Estado. Além disso, será feita uma breve caracterização da infraestrutura existente, com destaque para o Porto do Itaqui e as principais ferrovias, que desempenham um papel fundamental na logística de transporte de insumos e produtos relacionados à indústria no Maranhão, bem como um descritivo das linhas de transmissão do Estado.

Por fim, analisa-se o papel estratégico da Zona de Processamento de Exportação (ZPE), aprovada em 2024, que pretende impulsionar ainda mais o desenvolvimento da cadeia produtiva do hidrogênio verde no estado, atraindo investimentos e fomentando a inovação tecnológica.

4.1 A ENERGIA EÓLICA

Após a crise de abastecimento de energia elétrica em 2001, confirmou-se a necessidade da aplicação de um novo marco regulatório no Brasil. No entanto, por mais que algumas ações governamentais tivessem sido tomadas, como, por exemplo, a criação do Programa de Incentivo às Fontes de Energia Alternativas - PROINFA¹⁶ - em 2002, somente em 2010 os resultados começaram a se concretizar especialmente por causa dos efeitos negativos da crise financeira iniciada nos EUA e que rapidamente alcançou outros países. Entre as ações adotadas, destaca-se o incentivo à geração eólica centralizada que, segundo Pereira (2024), foi posto como uma energia alternativa para engrenar o motor do capitalismo brasileiro em um momento de crise.

Ainda em 2001, com a publicação do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, responsável por identificar que 53 % do potencial eólico nacional estava concentrado na região nordeste, as instalações de usinas foram ocorrendo de forma exponencial e se consolidaram a partir de 2015. Considerando os Estados

¹⁶ PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes de Energia Alternativas Programa criado pelo do Governo Brasileiro com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica limpa no SIN concebida com base em fontes de energia eólica, hidrelétrica – por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) – e termelétricas movidas a biomassa.

do nordeste que possuem parques eólicos, o Maranhão foi o último Estado a receber parques outorgados pela ANEEL, iniciando as operações do primeiro somente em 2016 (PEREIRA, 2024).

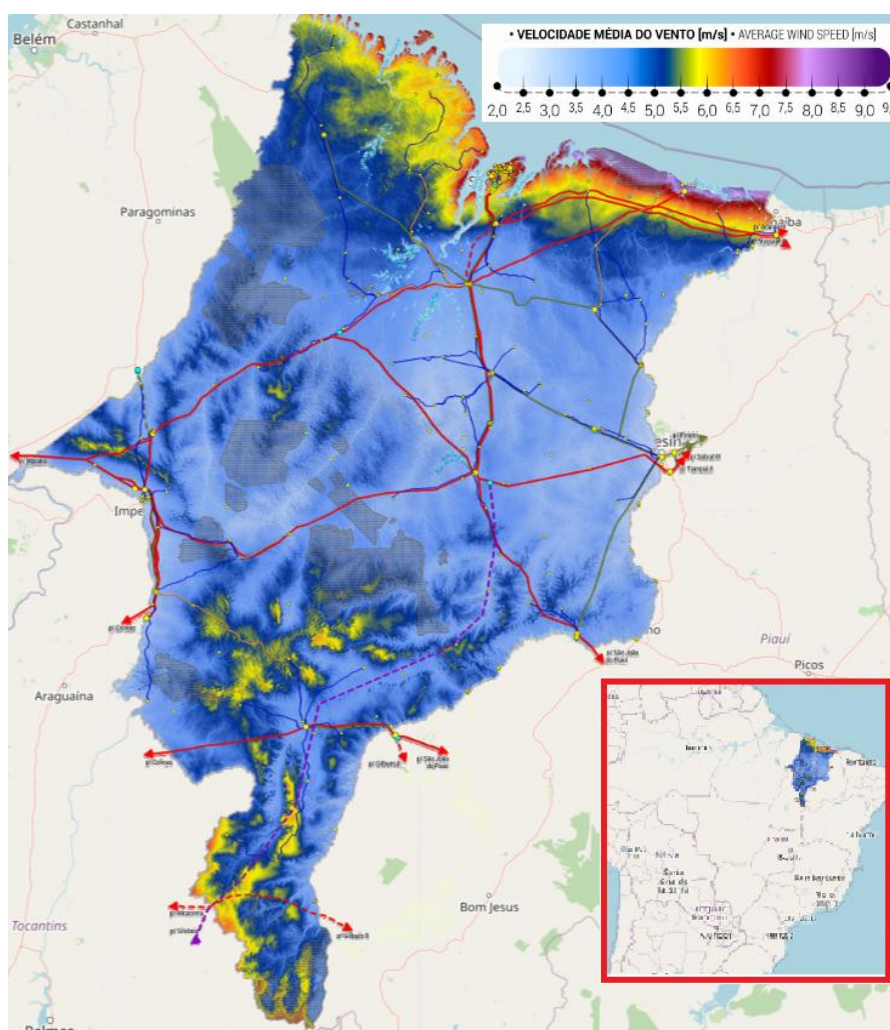
O primeiro parque eólico do Maranhão, denominado Complexo Eólico Delta Maranhão, possui 172 torres eólicas e capacidade instalada de 426 MW. É composto por 19 projetos distintos, conhecidos como Delta 3, Delta 5, Delta 6, Delta 7 e Delta 8, e está localizado nos municípios de Paulino Neves/MA e Barreirinhas/MA, ocupando um espaço de 2.500 hectares. O complexo é controlado pela empresa Serena S.A (Ômega Energia) e corresponde a 9,55 % da capacidade de geração de energia na matriz elétrica estadual, sendo até o momento o único em operação (SERENA, 2024).

Além deste parque eólico, em novembro de 2022, o Governo de Estado do Maranhão e a empresa *Vienergy* firmaram parceria para construir o Complexo Eólico Tutóia, com previsão de operação em 2025. O empreendimento terá capacidade instalada de 250 MW e está localizado a 20 km do Complexo Eólico Delta Maranhão, o projeto visa impulsionar o desenvolvimento econômico da região (LIMA, RÊGO, *et al.*, 2023).

Cabe destacar que, ainda em 2022, foi lançada a Plataforma Interativa de Energias Renováveis do Maranhão denominada EOSOLAR, que foi resultado de um projeto de P&D financiado pelas empresas Equatorial Maranhão e Gera Maranhão. A partir desta plataforma foi possível compreender de forma detalhada e atualizada os locais com maior potencial de geração de energia elétrica no Estado, bem como dados de infraestrutura de rede, de transportes, informações territoriais e econômicas. Esse conjunto de informações disponíveis são fundamentais na decisão por investimentos de geração de energia (EQUATORIAL MARANHÃO, 2024).

A Figura 24 apresenta os dados atualizados do potencial eólico anual a uma altura de 150 metros do solo em todo o território estadual. De acordo com os dados apresentados, verifica-se que o maior potencial do Estado do encontra no litoral, especialmente na faixa leste, onde se encontram os parques eólicos supracitados, com velocidades médias superiores a 8 m/s. Também se destacam pequenas áreas no sul do Estado, na região dos municípios de Balsas e Alto Parnaíba, mas com potencial bem menor possuindo ventos cuja velocidade média alcança 6,5 m/s (EQUATORIAL MARANHÃO, 2024).

Figura 24 - Mapa do potencial eólico do Maranhão a 150 m de altura



Fonte: (EQUATORIAL MARANHÃO, 2024). Adaptado pelo autor.

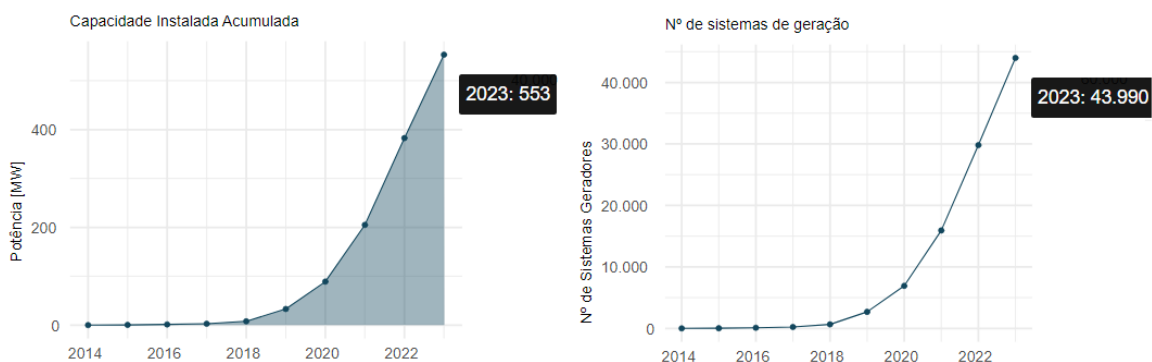
4.2 A ENERGIA SOLAR

Diferente da energia eólica, que passou a ser incentivada principalmente após o PROINFA em 2004, a energia solar teve como principal catalisador de sua expansão a Resolução Normativa 482 de 2012 da ANEEL, que estabeleceu os critérios para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição de energia elétrica implementando o sistema de compensação de energia elétrica, e da Resolução Normativa 687 de 2015 que trouxe algumas melhorias em relação à anterior, tais como: possibilidade de geração de energia para compartilhamento dos créditos, criação do auto consumo remoto e ampliação de Mini GD de 1 MW para 3 MW instalados. A partir desse momento as usinas de energia solar no Brasil iniciaram um crescimento exponencial em relação às demais fontes de energia distribuídas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024).

No cenário maranhense, o comportamento da curva de crescimento seguiu a mesma tendência brasileira. De acordo com os dados da EPE, o Estado finalizou o ano de 2023 com 553 MW de carga instalada e 43.990 usinas, conforme se verifica na Figura 25a e Figura 25b, respectivamente, sendo 551 MW (99 %) delas provenientes da fonte fotovoltaica. Além disso, de acordo com os dados disponibilizados em seu portal, até o fim de 2023, o Maranhão não possuía nem uma fonte solar pertencente ao grupo da geração centralizada.

O Maranhão, por sua localização privilegiada próxima à linha do Equador, apresenta um potencial solar consideravelmente superior a muitos outros estados brasileiros. Ocupando o segundo lugar em extensão territorial do Nordeste e o oitavo do Brasil, apresenta média de 5,5 kWh /m²/dia (Secretaria de Indústria e Comércio do Maranhão - SEINC, 2024). Analisando-se os maiores potenciais do Estado, verifica-se destaque na região leste na maior parte da divisa com o Piauí e na região do extremo Sul alcançando índices de 6,5 kWh/m²/dia. Além disso, a região do Estado que apresenta menor potencial é a parte noroeste, contudo os valores apresentados ainda são considerados bons se comparados com outras regiões do Brasil, na ordem de 4,5 kWh/m²/dia. A Figura 26 apresenta os dados da plataforma EOSOLAR relacionados aos índices de irradiação solar global anual no Maranhão.

Figura 25 - Evolução da MMGD no Maranhão entre 2014 e 2023 considerando a (a) capacidade instalada (MW) e (b) o número de sistemas instalados.

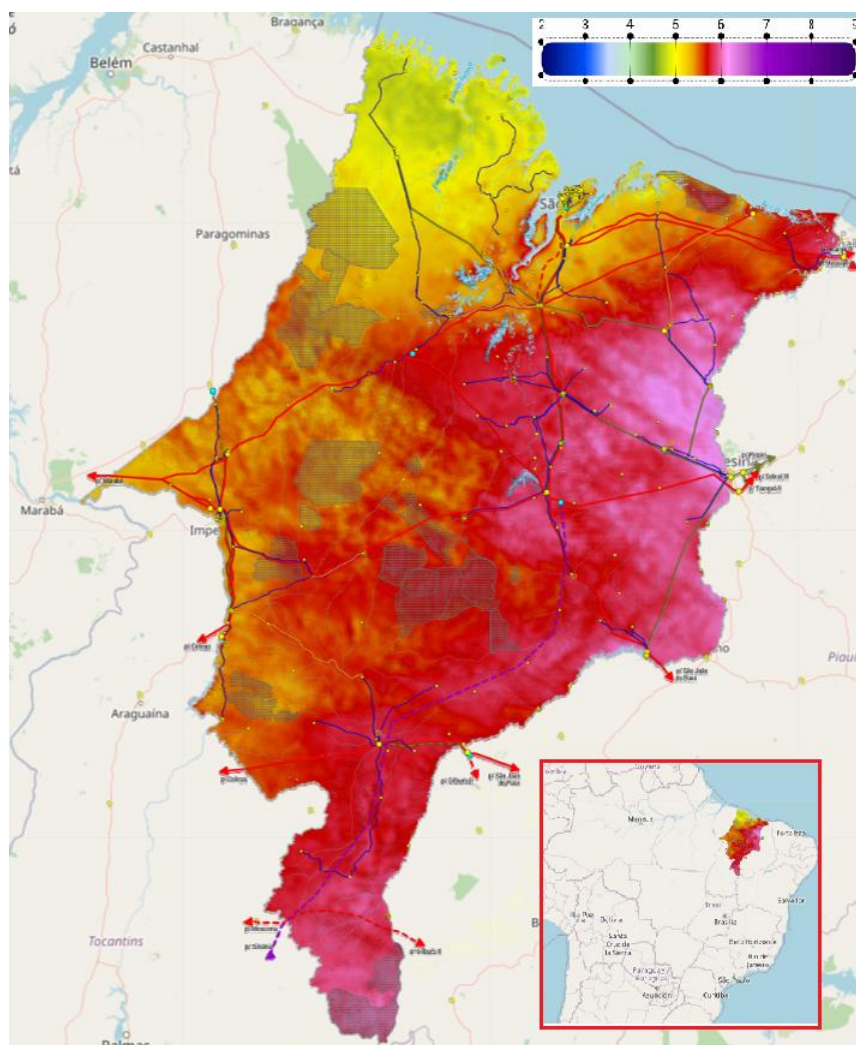


Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024)

De acordo com o Boletim de Conjuntura Econômica Maranhense elaborado pelo Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos e Cartográficos (IMESC), o Maranhão tem demonstrado um ambiente favorável para a atração de investimentos da iniciativa privada. Como exemplo, destacam-se dois empreendimentos relevantes no segmento de energia solar anunciados

entre 2023 e 2024: 1) instalação de fazendas de energia solar no formato de geração distribuída nos municípios de Brejo, Codó, Santa Inês e Anapurus com atenção voltada ao micro e pequeno empreendedor. O valor total dos empreendimentos é da ordem de R\$ 100 milhões e foi anunciado pela empresa Atua Energia; 2) fornecimento de energia solar para pequenos e médios negócios e residências. O investimento é liderado pela empresa *Energytech Bow-e* e possui o um valor estimado em R\$ 40 milhões. A atração de investimentos como estes revelam o potencial fotovoltaico que o Estado apresenta diante do cenário nacional (IMESC, 2024).

Figura 26 - Índice de irradiação horizontal global anual no Estado do Maranhão



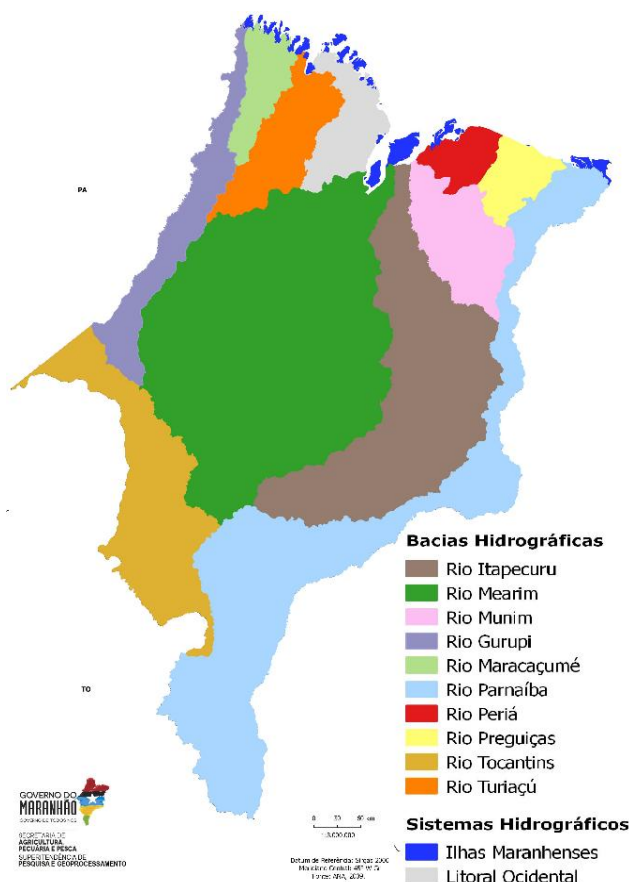
Fonte: (EQUATORIAL MARANHÃO, 2024). Adaptado pelo autor.

4.3 RECURSOS HÍDRICOS NO MARANHÃO

Segundo o IMESC (2019), o Maranhão é um dos Estados brasileiros com as maiores malhas hidrográficas do país, cujos rios distinguem-se por serem perenes durante o ano todo e possuírem volume expressivo de água.

O Estado é composto por 12 bacias que ocupam uma área de 325.650 km², e abrangem os 217 municípios. Dessas, três são de administração federal, pois são limítrofes (35,4 % da área total), e nove são de administração estadual (64,6 % da área total). As bacias hidrográficas de domínio federal são: Bacia do rio Parnaíba (leste), Tocantins (sudoeste) e Gurupi (noroeste). Já as bacias estaduais abrangem os sistemas das Ilhas Maranhenses e Litoral Ocidental, além das bacias do rio Mearim, Itapecuru, Munim, Turiaçu, Maracaçumé, Preguiças e Pericumã. Entre as bacias perenes, destacam-se Mearim (99.920 km²), Itapecuru (52.972 km²) e Gurupi (34.775 km²) (IMESC, 2019). A Figura 27 apresenta a geografia das doze bacias hidrográficas do Maranhão.

Figura 27 - Bacias hidrográficas do Maranhão



Fonte: (SAGRIMA, 2024)

Adicionalmente, a rede de drenagem flui predominantemente no sentido sul-norte, com exceção de uma pequena parcela no sudoeste do estado, que escoia para o oeste (IMESC, 2019).

4.3.1 Vazões de referência dos principais rios do Maranhão

A Agência Nacional de Águas (ANA) disponibiliza uma ferramenta essencial para a gestão dos recursos hídricos denominada *Hidroweb*. Nela é possível ter acesso a um extenso banco de dados que abrange diversos parâmetros como, por exemplo, a vazões de referência corpos hídricos (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2024).

As vazões de referência desempenham um papel fundamental no processo de outorga dos recursos hídricos, estabelecendo um limite para a outorga do uso da água e garantindo a preservação dos ecossistemas aquáticos. Elas se subdividem em quatro principais: Q_M , Q_{95} , Q_{90} e $Q_{7,10}$. O primeiro parâmetro representa a vazão média de toda a série histórica. O segundo representa a vazão associada ao percentil 5 % da curva de permanência de vazões, ou seja, apenas 5 % do tempo a vazão do rio será inferior a esse valor, e em 95 % do tempo será igual ou superior; o terceiro parâmetro representa a vazão associada ao percentil 10 % da curva de permanência de vazões, ou seja, apenas 10 % do tempo a vazão do rio será inferior a esse valor, e em 90 % do tempo será igual ou superior; e o quarto representa a mínima vazão ocorrida em um período de 7 dias consecutivos por um período de 10 anos.

A partir do *Hidroweb*, é possível coletar dados de vazões diárias das últimas décadas em diversos pontos dos rios maranhenses. No entanto, para obter as vazões é necessário tratar os dados brutos obtidos. Nesta pesquisa, o processamento foi realizado através do software SIsCAH v1.0, desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa em Recursos Hídricos (GPRH) da Universidade Federal de Viçosa, que lê os dados brutos e os apresenta tratados em forma da vazão de referência: Q_M , Q_{95} , Q_{90} e $Q_{7,10}$ (GRUPO DE PESQUISAS EM RECUSOS HÍDRICOS, 2009).

Como premissa desta pesquisa, considerou-se apenas as bacias genuinamente maranhenses, excluindo a bacia denominada Ilhas Maranhenses, visto que não possui rios. Em cada bacia foi analisado o rio mais relevante e em cada rio foi considerada a estação fluvial mais próxima da sua foz, sendo que, no

caso de dados inexistentes para a estação mais próxima da foz, foi investigada a estação imediatamente a montante do curso do rio. De acordo com tais critérios, foi possível obter as vazões de referência elencadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Vazões de referência dos principais rios maranhenses

Item	Bacia	Rio	Município	Cód. Estação	Qm (m³/s)	Q90 (m³/s)	Q95 (m³/s)	Q7,10 (m³/s)
1	Itapecuru	Rio Itapecuru	Cantanhede	33680000	221,03	38,21	33,44	28,87
2	Mearim	Rio Mearim	Bacabal	33290000	102,73	39,73	35,17	33,71
3	Munin	Rio Munin	Vargem Grande	33730000	31,49	0,24	0,00	0,01
4	Maracaçumé	Rio Maracaçumé	Maracaçumé	32740000	61,59	1,12	0,56	0,14
5	Preguiças	Rio Preguiças	...	...	...	...	...	...
6	Periá	Rio Periá	...	...	...	...	...	...
7	Turiaçu	Rio Turiaçu	...	...	...	...	...	...
8	Litoral Ocidental	Rio Pericumã	...	...	...	...	...	...

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS, 2024).

Nota: Os dados foram processados pelo autor no software SISCAH 1.0.

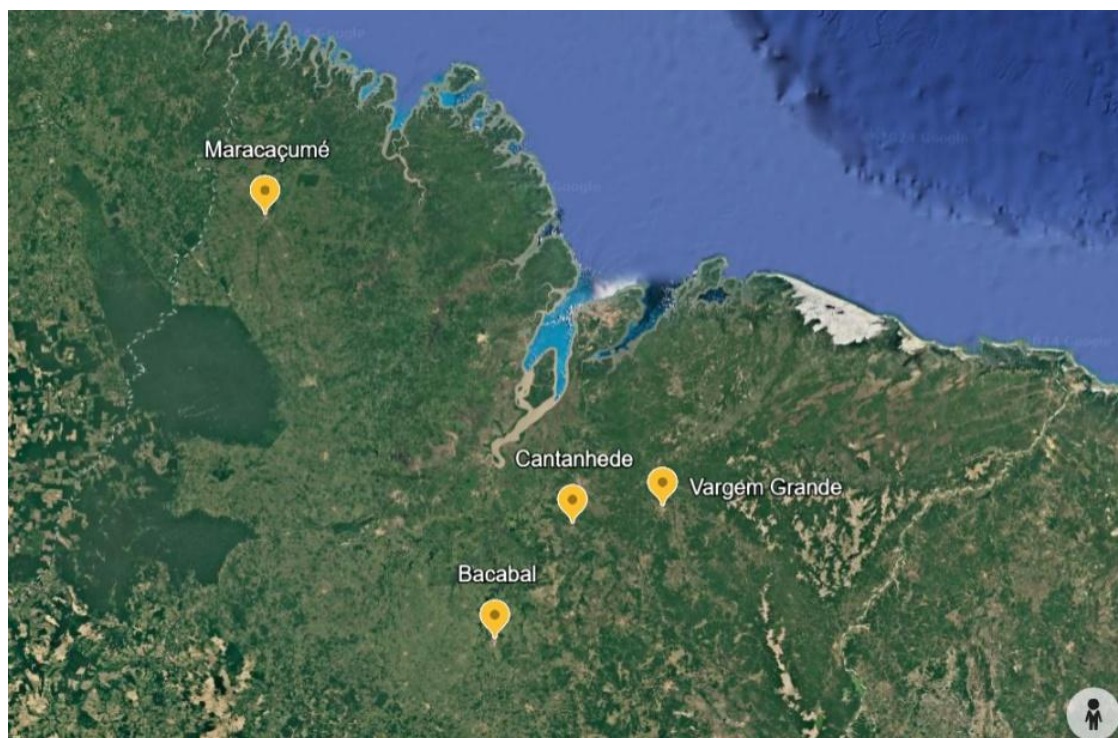
(...) Dado numérico não disponível

Conforme os dados acima, verificou-se que, embora existam muitas estações existentes na plataforma *Hidroweb*, há poucos registros de dados de séries históricas de vazões de rios maranhenses. Foi possível verificar que das oito bacias em análise, quatro não possuem nenhum registro de vazão no seu rio mais importante. Nas outras quatro bacias, foi possível ter acesso à série histórica e verificar valores bem diferente entre a vazão média (Qm) e as vazões mínimas (Q95, Q90 e Q7,10). Destaca-se que, ainda que os pontos iniciais de coleta de dados tenham sido as estações fluviométricas mais próximas da foz dos rios, nos oito casos foi necessário pesquisar estações a montante até se encontrar os dados dos registros históricos. Dessa forma, os pontos com dados disponibilizados se encontram a algumas centenas de quilômetros a montante do ponto inicial de investigação, em direção ao interior do Estado, conforme localização apresentada na Figura 28.

Ainda sobre os resultados, verifica-se que, nos pontos analisados, o Rio Itapecuru possui a maior vazão média do Maranhão, apresentando um pouco mais que o dobro da vazão da segunda maior posição, o Rio Mearim. No entanto, em termos de vazões mínimas, ambos apresentam dados equivalentes com um leve destaque para o Rio Mearim. Estes resultados mostram que o Rio Mearim possui um grau perenidade maior que o Itapecuru sendo mais previsível no planejamento de outorga de recursos hídricos, por exemplo. Os dois rios

seguintes também apresentam vazões médias razoáveis, mas as vazões mínimas chegam próximo a zero, o que é indesejável para captação de água em momentos de pouca chuva. Quanto aos demais não foram encontrados dados históricos para realizar a avaliação de disponibilidade hídrica.

Figura 28 - Municípios com estações fluviométricas que possuem dados de vazão dos rios



Fonte: (Google Earth, 2024)

4.4 PORTO DO ITAQUI

Na capital do Estado opera um dos maiores portos da América Latina, o Porto do Itaqui. O empreendimento se destaca como um ativo estratégico para a logística e o escoamento da produção estadual e nacional e, nos últimos nove anos, vem apresentando constante crescimento ultrapassando seus próprios recordes de movimentação anual. Em 2024, por exemplo, o Itaqui movimentou 34 milhões de toneladas considerando cargas do tipo granel líquido, sólido e cargas gerais, mantendo-se como maior do norte e nordeste (EMAP, 2025).

O Porto possui nove berços operacionais (Figura 29) dos quais quatro estavam em 2024 dedicados a operar especificamente graneis líquidos: 104, 105, 106 e 108, os quais movimentaram cerca de 8 milhões de toneladas em 2024, correspondendo a 23,6 % da movimentação total em cargas naquele ano. Os principais graneis líquidos foram: Derivados de Petróleo (14,8 %) e GLP (7,8 %).

Além disso, o Itaqui conta com profundidade natural de 19 metros nos berços e 23 metros no canal de acesso, o que o coloca na primeira posição de porto mais profundo do Brasil, permitindo a atracação de navios de grande porte (EMAP, 2024; EMAP, 2025).

Figura 29 - Berços de atracação do Porto do Itaqui em São Luís/MA

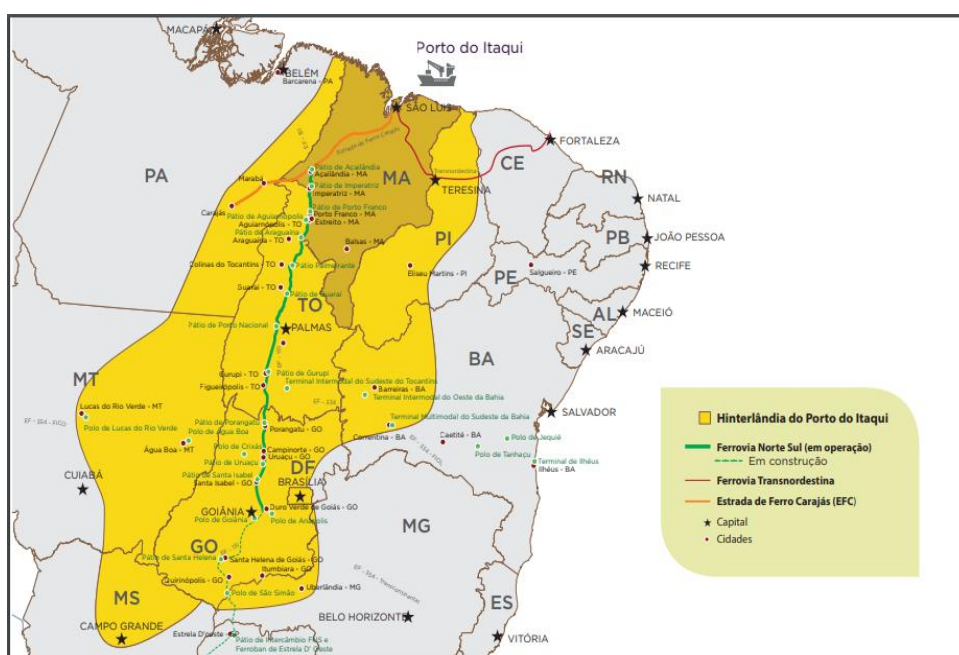


Fonte: (EMAP, 2024)

Conectadas diretamente ao Porto, estão duas linhas ferroviárias, a Ferrovia Transnordestina Logística (FTL), que passa por sete estados no Nordeste, do Maranhão a Sergipe, e possui 4.238 km de extensão; e a Estrada de Ferro Carajás (EFC), trecho concedido à Vale e operado pela Valor da Logística Integrada (VLI), possuindo 982 km de extensão e que se conecta à ferrovia Norte Sul, tendo como hinterlândia (zona de influência) maior parte da região centro oeste brasileiro (Figura 30). Estas linhas ferroviárias são utilizadas principalmente para escoar a produção de graneis líquidos e sólidos em toda a hinterlândia do porto (RODRIGUES, 2024).

Com o objetivo de ampliar ainda mais a capacidade de movimentação de cargas a granel e cargas gerais, foi anunciado o investimento estimado em R\$ 1,2 bilhão para a construção de cinco novos berços. Em agosto de 2024 foi iniciada a construção do berço 98, voltado para a movimentação de cargas de granel sólido vegetal. Após o início de sua operação, prevista para novembro de 2026, a capacidade de operação do Porto será incrementada em 8 milhões de toneladas/ano. Além desses investimentos em infraestrutura, outros têm sido anunciados, através das empresas Santos Brasil, TEMAPE, *Glencore* e Granel Química, na região do complexo portuário, que demonstra o seu potencial e capacidade em atrair investimentos (IMESC, 2024).

Figura 30 - Hinterlândia do Porto do Itaqui



Fonte: (EMAP, 2024)

No cenário mundial, o Porto tem localização estratégica considerando as principais rotas marítimas de navegação: é relativamente próximo dos EUA, Europa e do canal do Panamá, o que garante acesso ao Oceano Pacífico (Figura 31). O Itaqui está cotado para integrar a nova Rota da Seda Chinesa (*Belt & Road Initiatives*) que visa retomar antigas rotas de comércio por meio de investimentos em portos e demais ativos de infraestrutura podendo ampliar ainda mais o potencial de movimentação de cargas no futuro (GOVERNO DO MARANHÃO, 2022).

Figura 31 - Principais rotas marítimas a partir do Porto do Itaqui



Fonte: (SEDEPE, 2024)

4.5 LINHAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão são estruturas pertencentes à Rede Básica¹⁷ do SIN, que compreende as tensões entre 230 kV e 750 kV. De acordo com a EPE, possuem algumas funções básicas das quais se destacam duas, considerando a presente pesquisa: (i) transmitir energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga e (ii) integrar os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

O Maranhão protagoniza a função de escoar a energia entre as regiões geoeletricas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. De acordo com o *WebMap* disponibilizado no Portal da EPE, há linhas de transmissão que interligam o Estado com os Estados do Pará, Piauí e Tocantins. O mapa da Figura 32, disponível na plataforma Eosolar, representa a estrutura do sistema elétrico maranhense no cenário atual: a estrutura do sistema de transmissão, de subtransmissão e de distribuição de energia.

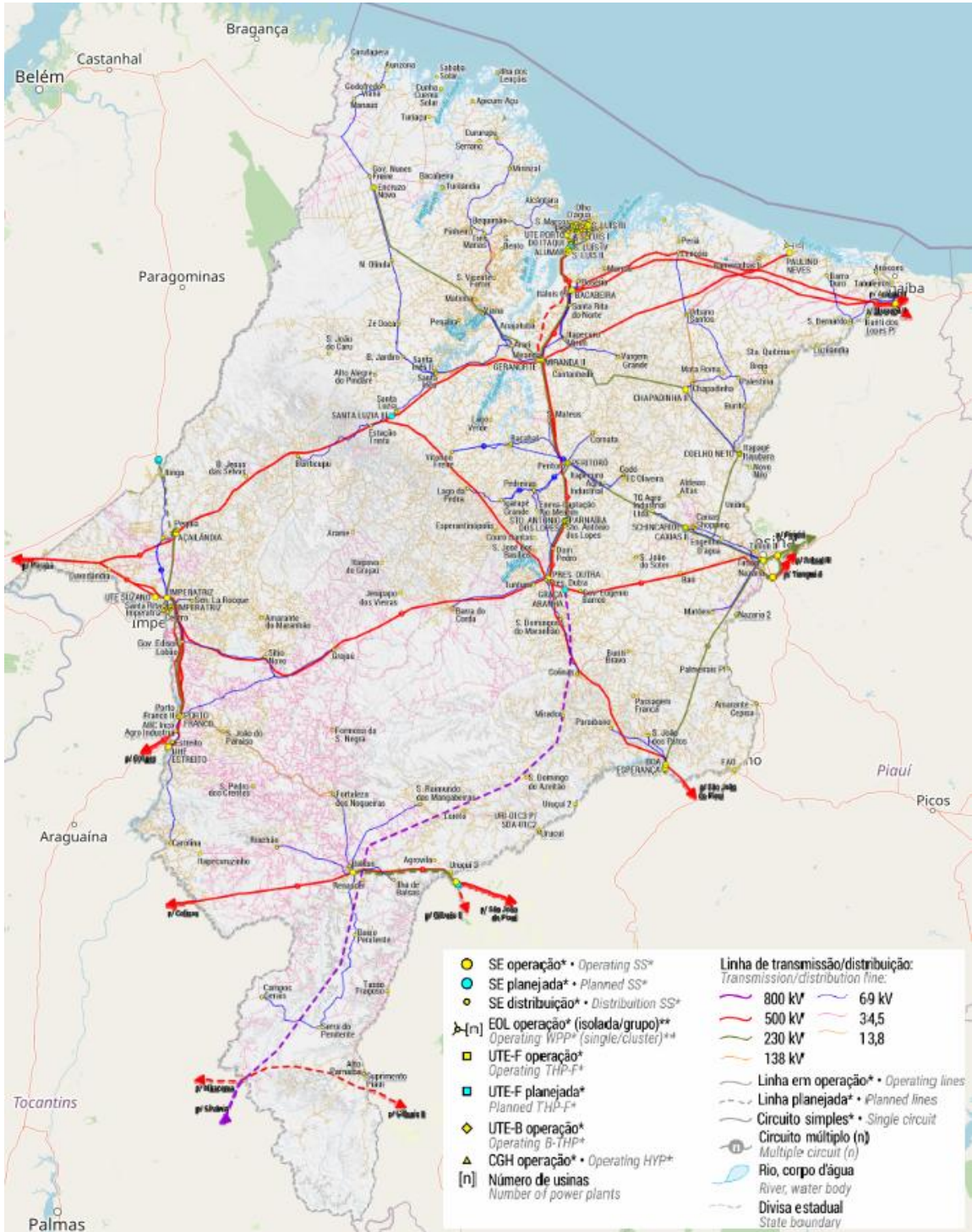
Além da estrutura atual, existem grandes investimentos previstos no sistema de infraestrutura elétrica de transmissão de energia no Maranhão para os próximos três anos. De acordo com o Boletim de Conjuntura divulgado pelo IMESC referente ao segundo trimestre de 2024, há previsão de investimentos da empresa *State Grid* estimados em R\$ 18 bilhões, a serem realizados nos próximos seis anos, na construção de mais de 1.513 km de linhas de transmissão de energia contemplando os estados do Maranhão, Tocantins e Piauí que permitirá a melhor interligação entre as regiões nordeste e centro-oeste. É previsto ainda através deste montante que o Maranhão se transforme no primeiro polo de corrente contínua do Nordeste, através da construção de subestações conversoras¹⁸ no município de Graça Aranha (MA) conectando à cidade de Silvânia (GO). Além disso, também estão previstos investimentos por meio da empresa Energisa na construção de linhas de transmissão entre os Estados do Maranhão e Piauí na ordem de R\$ 932,5 milhões. Ainda segundo o mesmo relatório, estão previstas

17 A Rede Básica inclui linhas de transmissão, subestações e demais equipamentos associados de tensão igual ou superior a 230 kV

18 Subestações conversoras: é um tipo especial de subestação que converte corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) ou vice-versa.

melhorias da rede de distribuição de energia no estado estimadas R\$ 1 bilhão pela Equatorial Maranhão (IMESC, 2024).

Figura 32 - Sistema elétrico maranhense



Fonte: (EQUATORIAL MARANHÃO, 2024). Adaptado pelo autor.

Esses investimentos mostram que o Estado tem potencial de desempenhar um papel ainda mais importante na transmissão de energia entre

as regiões brasileiras e que está alinhado às novas demandas energéticas no cenário nacional, que se traduzem em novos empreendimentos geradores e consumidores de energia, fornecendo maior flexibilidade ao SIN.

4.6 ZONA DE PROCESSAMENTO DE EXPORTAÇÃO

As ZPEs são áreas delimitadas e incentivadas pelo governo, destinadas a abrigar empresas com foco em exportação. Essas empresas recebem benefícios como redução de impostos, tarifas simplificadas e regulamentações mais flexíveis, tornando o ambiente de negócios mais atrativo. As ZPEs costumam concentrar grandes corporações, muitas delas multinacionais, que utilizam essas zonas para produzir bens destinados principalmente à venda em outros países (PONTES, 2018).

A partir da década de 70, quando as ZPEs passaram a ser largamente utilizadas no mundo, se destinavam exclusivamente à instalação de empresas cujo foco era produzir para o mercado externo. Com o passar dos anos, percebeu-se que o potencial desenvolvimentista das ZPEs aumentava substancialmente caso duas condições fossem satisfeitas: (i) se as vendas para o mercado internos pudessem ser admitidas, desde que evidentemente fosse pagos os devidos tributos, e (ii) diversos tipos de serviços pudessem se instalar na ZPE (Associação Brasileira de Zonas de Processamento de Exportação - ABRAZPE, 2024).

De acordo com a ABRAZPE, dentre os incentivos fiscais, cambiais e administrativos do programa de ZPEs no Brasil em vigor, destacam-:

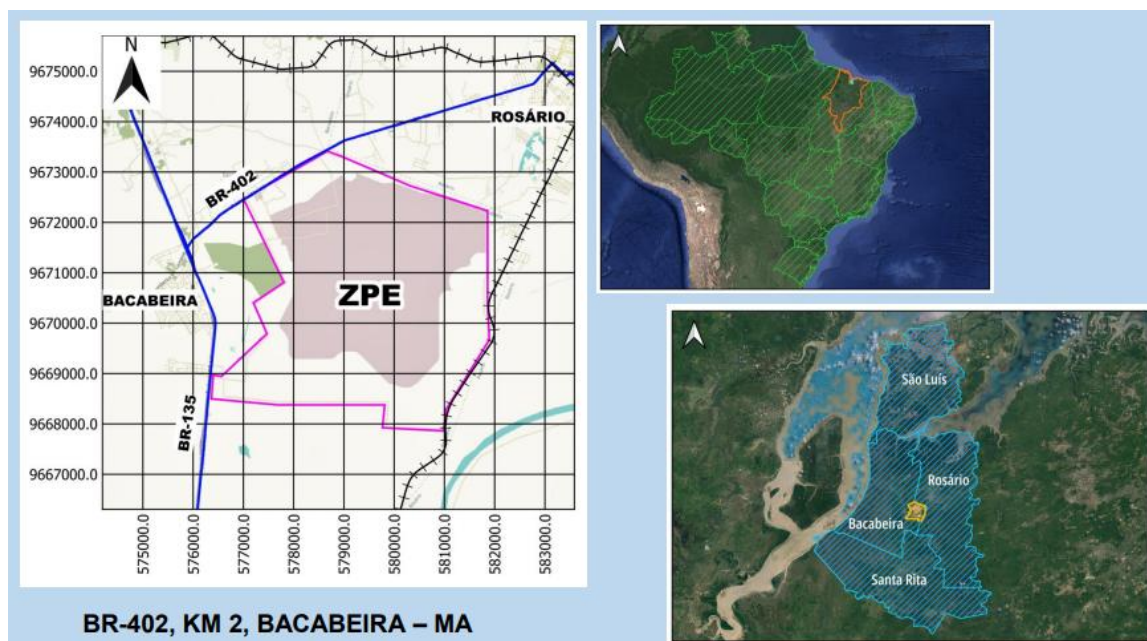
- a suspensão de impostos e contribuições - Imposto de Importação (II), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS), PIS-Importação, CONFINS - Importação) nas aquisições no mercado interno ou nas importações, tanto de insumos, como bens de capital;
- as empresas são livres para vender a parcela que quiserem de sua produção no mercado interno (antes, estavam limitadas a 20 %);
- as empresas implantadas em ZPE localizada nas áreas da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM), Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), ou da Superintendência do Desenvolvimento do Centro-Oeste (SUDECO), têm

direito aos diversos incentivos administrados por essas autarquias, sendo o mais importante deles a redução de 75 % do Imposto de Renda (IR) pelo prazo de 10 anos;

- nas suas importações e exportações, as empresas estão dispensadas de licenças ou autorizações de órgãos federais, que não estejam relacionados com os controles de ordem sanitária, de interesse da segurança nacional ou de proteção ao meio ambiente; e
- o tratamento fiscal, cambial e administrativo, resumidos acima, estão assegurados pelo prazo de 20 anos (antes, o prazo era de “até” 20 anos)

No segundo trimestre de 2024 foi aprovada, por meio do Governo Federal, a criação de uma ZPE no município de Bacabeira - MA (Figura 33). Segundo a SEDEPE, órgão que coordenou as atividades de implantação do projeto, a área de livre comércio com o exterior tem potencial de instalação de projetos industriais com mais de R\$ 15 bilhões de investimentos nos próximos cinco anos e geração de mais de 20 mil empregos diretos e indiretos (GOVERNO DO MARANHÃO, 2024).

Figura 33 - Planta de localização da ZPE-MA



Fonte: (ABRAZPE, 2024)

A ZPE-MA, localizada no município de Bacabeira, dispõe de uma infraestrutura planejada para atração de investimentos industriais e logísticos. Segundo a SEDEPE, tem como objetivo atrair empresas dos seguintes setores:

hidrogênio verde, energias renováveis, papel e celulose; siderurgia e metalurgia, petróleo, de alta tecnologia (eletrônica e espacial) e de transformação (naval e base florestal). Dentre seus principais atributos, destacam-se (SEDEPE, 2024):

- Área locável de aproximadamente 8 milhões de m²;
- Três galpões alfandegários com 1.800 m² cada;
- Proximidade estratégica: 8 km da BR-135 e 67 km do centro de São Luís;
- Ramal ferroviário com acesso à Estrada de Ferro Carajás;
- Espaço multifuncional destinado a eventos e iniciativas voltadas à comunidade local.

5. METODOLOGIA

O presente estudo avalia a viabilidade da implantação de usinas de produção de H₂V no Maranhão considerando o aproveitamento dos recursos naturais no território estadual.

Inicialmente foi realizada uma análise técnica em que foram definidos e avaliados os dois melhores locais para produção de hidrogênio, sendo um no litoral, utilizando água do mar, e outro no interior, utilizando água fluvial. Essa decisão reflete a intenção de avaliar a produção de hidrogênio em diferentes condições. As usinas de geração elétrica são do tipo eólica solar e foram posicionadas nas áreas com maior potencial de produção de cada fonte dentro do território maranhense e conectadas ao SIN para que a energia seja enviada até a planta de hidrogênio, conforme sugere o Manual de Certificação de Hidrogênio abordado no Capítulo 2. Considerou-se ainda que o ano de implementação deste empreendimento seria em 2026 e a operação iniciaria em 2029 indo até 2050, totalizando vinte e cinco anos (três de implantação e vinte e dois de operação).

Para a concepção desta análise, foram avaliadas as questões técnicas e econômicas dos seguintes subsistemas: (i) planta solar fotovoltaica; (ii) planta eólica; (iii) planta de dessalinização da água do mar; (iv) linhas de transmissão; (v) mercado livre de energia; e (vi) planta de geração de H₂. Os parâmetros e variáveis de entrada dos modelos foram obtidos de trabalhos disponíveis na literatura após a revisão bibliográfica.

A partir das premissas técnicas e econômicas é possível realizar o cálculo do LCOH, através da metodologia de Rezaei, Akimov e Gray (2024), que considera como parâmetros de entrada o *Capital Expenditure* (CAPEX)¹⁹ e o *Operational Expenditure* (OPEX)²⁰ totais, a vida útil da planta, a taxa de juros e a taxa de degradação do sistema. Adicionalmente considerou-se o estudo de Idelfonso e Martins Neto (2024), que fornece as principais premissas para a estimativa dos custos de CAPEX e OPEX deste tipo de empreendimento.

Nesta etapa, realizou-se um estudo de sensibilidade do LCOH em relação às variações nos custos dos principais subsistemas. O objetivo dessa análise foi

¹⁹CAPEX: Termo usado para descrever os investimentos feitos para iniciar um empreendimento, aumentar a produção ou modernizar as operações.

²⁰OPEX: Corresponde ao montante que é investido em bens operacionais, ou seja, nos gastos cotidianos do negócio

identificar quais componentes têm maior impacto sobre o custo final do hidrogênio, fornecendo subsídios para decisões estratégicas quanto à priorização de investimentos e à redução de custos operacionais.

Posteriormente foi realizada a análise econômica verificando os parâmetros financeiros: fluxo de caixa acumulado, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* para comprovar se o investimento em hidrogênio verde é viável ou não no Estado do Maranhão, considerando as premissas previamente definidas no item 5.3.

Os modelos matemáticos foram implementados no software *Excel* do Pacote *Office 365*, versão 2410.

5.1 ANÁLISE TÉCNICA

5.1.1 Avaliação da disponibilidade hídrica

Para este estudo de caso, considerando que a planta de hidrogênio não deverá necessariamente estar no mesmo local das usinas de energia, de acordo com a metodologia de certificação da CCEE, os locais a serem definidos são aqueles com maior disponibilidade de recursos hídricos para operação da usina eletrolisadora.

A Resolução CONERH nº 57/2019, que trata dos critérios gerais para a Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos no Estado do Maranhão, estabelece no artigo segundo, parágrafo sexto, o seguinte:

A vazão máxima outorgável para usos consuntivos em mananciais superficiais será de **80 % da vazão de referência (Q90)**, para uma seção de um corpo hídrico (MARANHÃO, 2019). Grifo nosso.

Dessa forma, serão utilizados como base os dados calculados da vazão de referência Q_{90} para os possíveis pontos de captação de água fluvial no Maranhão já mencionados no item 4.3.1. A Tabela 6 apresenta os dados calculados da vazão Q_{90} , com base nos resultados obtidos da Tabela 5, considerando somente os dados das Bacias do Itapecuru, Mearim, Munim e Maracaçumé, visto que os demais dados não foram encontrados.

Tabela 6 - Vazões de referência ajustadas a 80 % da Q_{90} nos locais em estudo

Item	Município	Recurso Hídrico	80 % da Q_{90} (m³/s)
1	Cantanhede	Rio Itapecuru	30,57
2	Bacabal	Rio Mearim	31,78
3	Vargem Grande	Rio Munin	0,19
4	Maracaçumé	Rio Maracaçumé	0,90

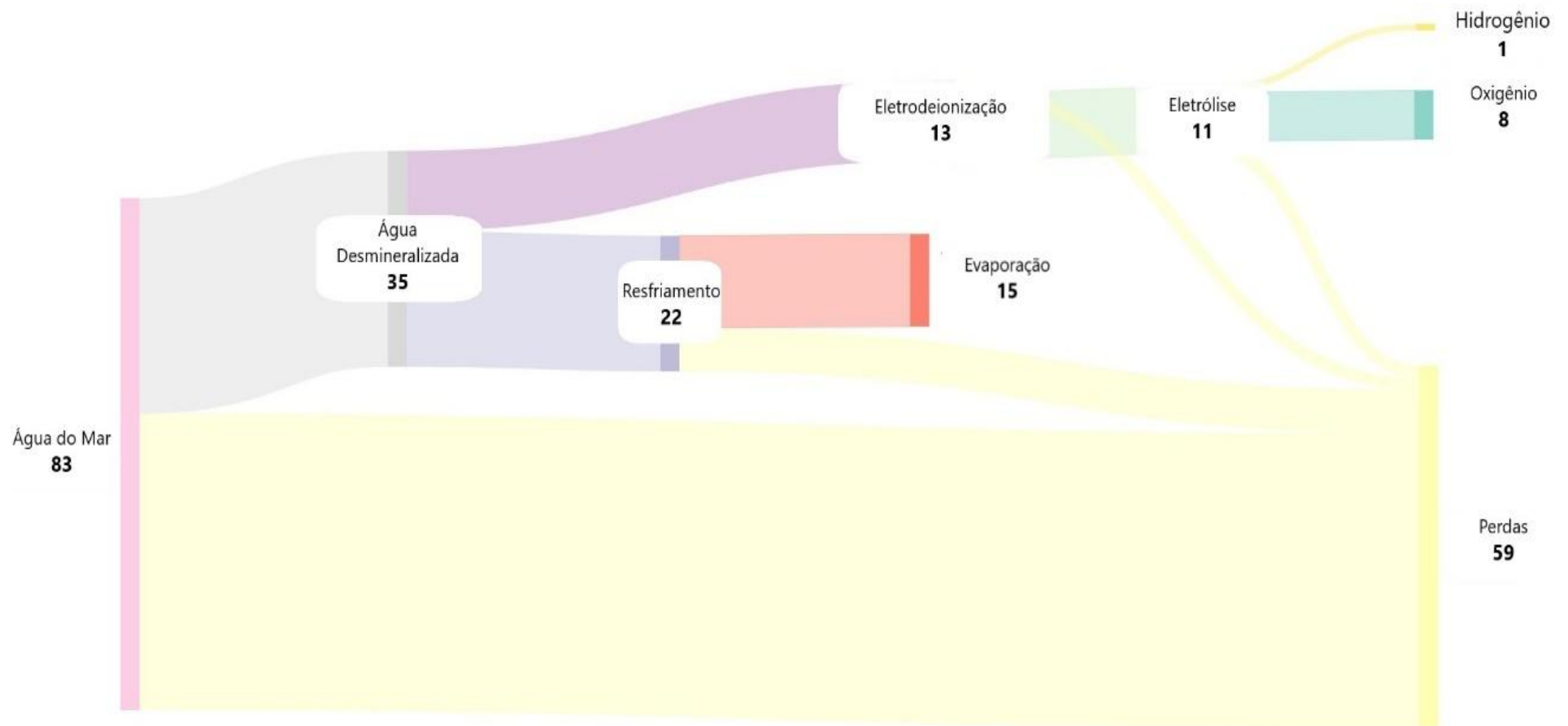
Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com estas informações, verifica-se que os maiores potenciais estão na bacia do Itapecuru e Mearim, próximo aos municípios de Cantanhede e Bacabal.

Um ponto a ser destacado é de que a avaliação percentual dos recursos hídricos já outorgados pela Secretaria de Meio Ambiente (SEMA) não fez parte desta avaliação sendo considerada a vazão da Q_{90} integralmente disponível para utilização, caso necessário para dimensionamento da planta. Além disso, a respeito do uso do recurso hídrico marinho, o critério de disponibilidade não será considerado, visto que se trata de uma fonte inesgotável.

A análise estequiométrica da reação de transformação da água desmineralizada em hidrogênio indica que seriam necessários 9 kg de água por kg de hidrogênio produzido. No entanto, considerando a necessidade adicional de volume de água para purificação, resfriamento do processo e perdas por evaporação, são necessários de 10 a 20 kg de água adicionais em sistemas aplicados comercialmente para cada quilograma de hidrogênio verde produzido (ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE, 2023). Neste estudo será considerado uma taxa total de 35 kg_{ÁGUA}/kg_{H₂V}. Já para água do mar, Jaeger & Salgado (2023) são necessários 83 kg_{ÁGUA}/kg_{H₂V}. Desse total, maior parte resulta no subproduto salmoura (59 kg) e uma parcela menor equivale a evaporação (15 kg). A Figura 34 apresenta o total de consumo de água marinha e fluvial, assim como as perdas, para cada unidade de hidrogênio produzido em quilos em cada etapa do processo de transformação.

Figura 34 - Consumo de água na produção de hidrogênio via eletrólise (kg)



Fonte: (JAEGER e SALGADO, 2023)

A respeito do custo para o uso da água dos rios, a Política Nacional de Recursos Hídricos traz o texto indicado abaixo.

Art. 20. Serão cobrados os usos de recursos hídricos sujeitos a outorga, nos termos do art. 12 desta Lei.

[...]

Art. 21. Na fixação dos valores a serem cobrados pelo uso dos recursos hídricos devem ser observados, dentre outros:

I - Nas derivações, captações e extrações de água, o volume retirado e seu regime de variação;

II - Nos lançamentos de esgotos e demais resíduos líquidos ou gasosos, o volume lançado e seu regime de variação e as características físico-químicas, biológicas e de toxidade do afluente.

Contudo, a legislação maranhense ainda não está regulamentada para estruturar a forma de cobrança pelo uso desses recursos. Portanto os custos de captação e lançamento de efluentes não foram adicionados no estudo de caso.

Adicionalmente, possíveis ações mitigatórias de danos ao meio hídrico, fluvial ou marinho, que porventura possam ser exigidas pelos órgãos competentes, também não foram computadas, uma vez que seria necessária uma análise econômico-financeira que depende do tipo de exigência estabelecida.

5.1.2 Locais das usinas de hidrogênio

De acordo os resultados investigados no item 4.3 sobre locais com maior disponibilidade de água marinha e fluvial no Estado do Maranhão e considerando a implantação iminente de uma ZPE no Estado, os locais escolhidos foram: a capital do Estado, São Luís, e no município de Bacabeira.

- **São Luís - MA.** Município escolhido pelo fato de ter boas condições logísticas para a produção do H₂V considerando a estrutura relativamente melhor que outras cidades do Maranhão; por estar localizada no litoral, o que facilita o acesso à água do mar; e pelo fato de ser o município no qual o Porto do Itaqui está localizado.
- **Bacabeira - MA.** Município escolhido considerando a futura operação da ZPE; pelo fato de estar no curso do Rio Itapecuru, que possui uma das

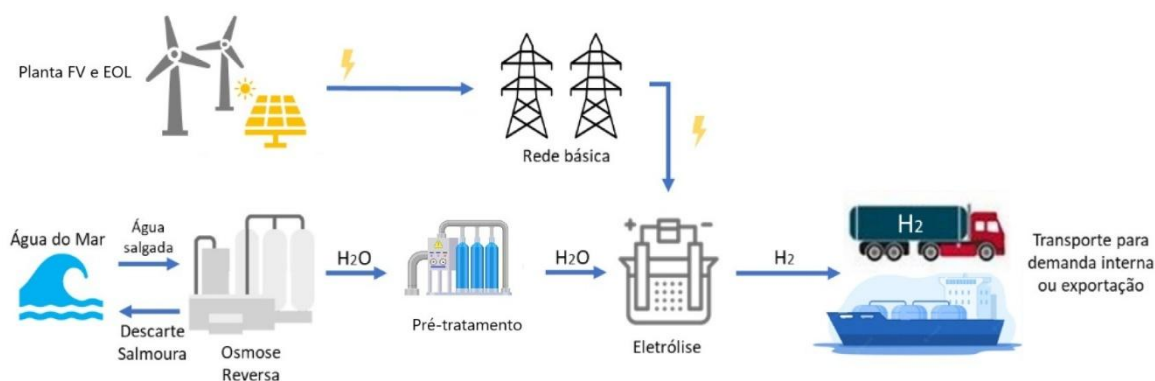
maiores vazões de referência do Estado²¹, conforme disponibilizados no portal *Hidroweb* da ANA.

Como premissas comuns, elenca-se que as plantas de hidrogênio possuem sistema de purificação de água, subestação de energia e os respectivos eletrolisadores. Além disso, destaca-se que o empreendimento opera 24 h/dia, com fator de disponibilidade de 95 % ao ano. Dos 95 % disponíveis foi considerada uma taxa de utilização de 100 %, ou seja, a planta irá operar por 8.327 horas/ano das 8.766 horas totais. Além disso, considerou-se que está conectada ao SIN para receber a energia produzida remotamente pelas usinas de energia.

5.1.2.1 Usina no município de São Luís - Cenário 1

O Cenário 1, que se refere à instalação da planta de produção de H₂V em São Luís, utiliza a água do mar como fonte hídrica e, portanto, tem um sistema adicional de dessalinização. É importante destacar que o posicionamento específico dentro do município não é objeto desse estudo, visto que, para isso, seria necessária uma avaliação mais apurada dos critérios ambientais, legais, logísticos etc. A configuração desta usina está indicada na Figura 35.

Figura 35 - Esquema geral do empreendimento de H₂V - Cenário 1



Fonte: (IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024). Adaptado pelo autor.

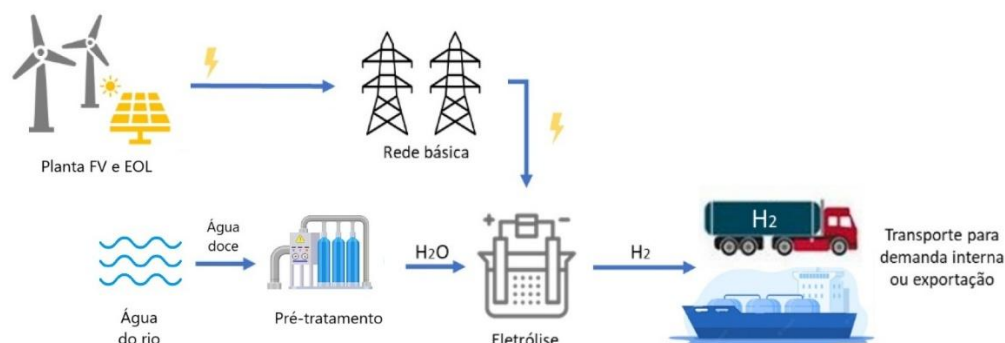
5.1.2.2 Usina no município de Bacabeira - Cenário 2

O Cenário 2, que se refere à instalação da planta de produção de H₂V em Bacabeira e utiliza a água fluvial como fonte hídrica, considera a operação do empreendimento dentro da ZPE para receber os benefícios indicados no Capítulo 3.5. A configuração desta usina está indicada na

²¹ Os dados das vazões de referência de Bacabeira – MA foram considerados iguais aos de Cantanhede – MA, local onde os dados são conhecidos, pois não há confluência entre o Rio Itapecuru e qualquer outro rio com vazões significativas no trajeto entre estes dois municípios.

Figura 36.

Figura 36 - Esquema geral do empreendimento de H₂V - Cenário 2



Fonte: (IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024). Adaptado pelo autor.

5.1.3 Definição do tipo de eletrolisador

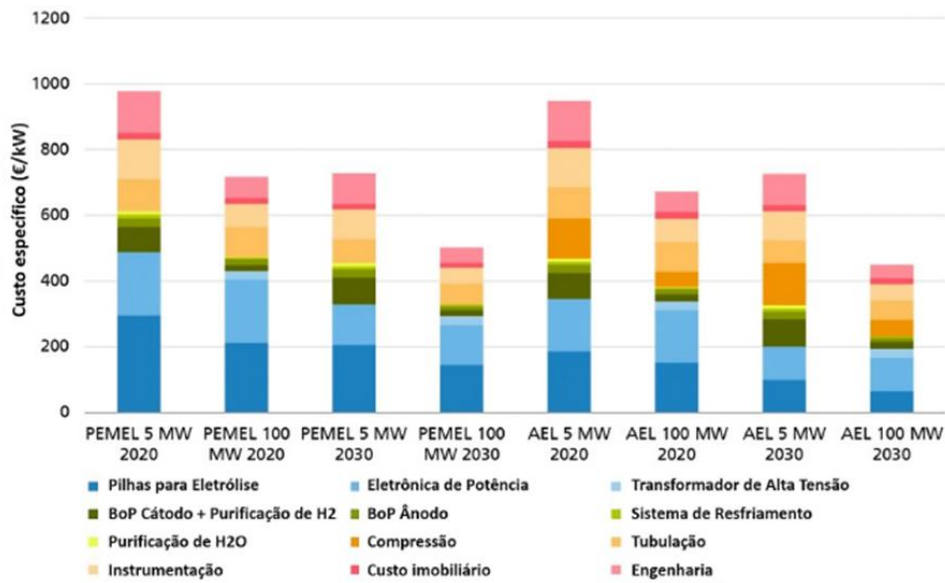
Para o estudo de caso deste trabalho foi considerada a tecnologia que possui um melhor custo-benefício garantindo confiabilidade e segurança. Dentre essas características, destacam-se os eletrolisadores dos tipos Alcalino e o PEM. Enquanto o primeiro tipo apresenta um melhor custo-benefício e está numa escala de maturidade avançada, sendo o tipo mais utilizado no mundo, o segundo entrega melhor eficiência, hidrogênio com maior grau de pureza e possui um design mais compacto (SECRETARIA DE MEIO AMBIENTE, 2023).

Conforme o relatório publicado por (FRAUNHOFER, 2021), que analisou o CAPEX das usinas de produção de hidrogênio verde assumindo a tecnologia Alcalina e PEM para diferentes potências instaladas, 5 MW e 100 MW, os custos de implantação, que já abrangem os eletrolisadores, transformadores de alta tensão, eletrônica de potência, engenharia e demais custos adicionais, tendem a continuar caindo até 2030 para as duas tecnologias (Figura 37). De acordo com uma análise gráfica nesta figura, considerou-se para o presente ano, o custo específico referente ao tipo alcalino e PEM de 530,00 €/kW e 550,00 €/kW, respectivamente. Além disso, os custos adicionais para a implementação do projeto devem ser considerados. Segundo Lopes (2023), os custos de taxas de importação, correspondem a 35 % do CAPEX. Já para *Khan, Daiyan, et al* (2021),

devem ser considerados ainda custos de contingência²² de 15 % do CAPEX. Estas premissas serão consideradas na análise econômica.

²² Custos estimados referentes a eventos que provavelmente acontecerão, mas que ainda têm alguma incerteza quanto ao valor.

Figura 37 - Custo específico de eletrolisadores alcalinos e PEM



Fonte: (FRAUNHOFER, 2021)

Já em relação ao OPEX, os custos foram divididos em despesas fixas e variáveis. As despesas fixas se referem às manutenções preventivas, corretivas, seguros e recursos humanos e equivalem a 13,60 US\$/kW/ano (YATES, DAIYAN, *et al.*, 2020)²³. Já em relação às despesas variáveis, considera-se custo com energia elétrica e reposição das pilhas. Sobre este último item, pilhas PEM tem menor vida útil do que pilhas alcalinas e precisam ser substituídas com maior frequência (PINHEIRO, 2023). Conforme a Figura 37, o custo estimado para cada troca de pilha alcalina e PEM estimada para o presente ano são de 115,00 €/kW/ano e 180,00 €/kW/ano, respectivamente. O número de trocas é calculado por meio da equação (18), na qual $A_{sistema}$ representa a vida operacional da planta de produção de hidrogênio, $H_{sistema}$ são as horas anuais de funcionamento do sistema e H_{pilha} equivale a vida operacional das pilhas em horas.

$$N_{trocas} = \frac{A_{sistema} \times H_{sistema}}{H_{pilha}} \quad (18)$$

Conforme com as condições supracitadas, foram escolhidos os eletrolisadores do tipo alcalino devido ao menor custo e maior maturidade. Dentro desse grupo tecnológico, foram comparados dois modelos de diferentes

²³ De 2020 a 2030, o custo de manutenção tende a baixar com a maturidade da tecnologia. Por outro lado, a inflação global tende a elevar este custo. Portanto, o valor das despesas fixas de manutenção será considerado o mesmo de 2020.

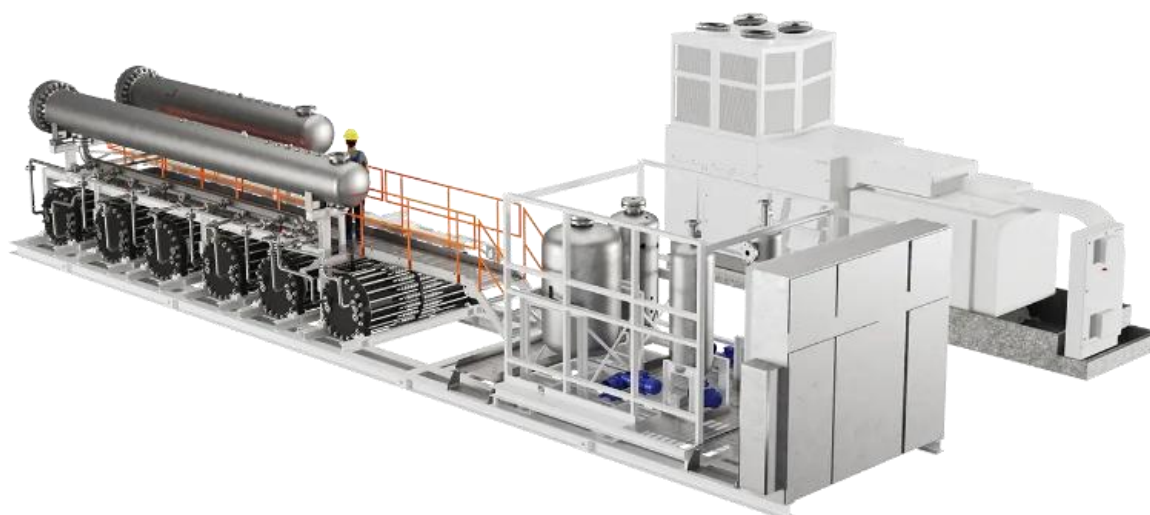
fabricantes mundialmente reconhecidos com características similares. O primeiro é o HyProvide X-1200 da Green Hydrogen Systems, com produção de H₂ de 1.200 Nm³/h, consumo elétrico de 4,6 kWh/Nm³ de H₂ produzido e potência nominal de 6 MW. O segundo é AOQING_1000A da Ayuan, com produção de H₂ de 1.000 Nm³/h, consumo elétrico de 4,4 kWh/Nm³ de H₂ produzido e potência nominal de 5 MW. Considerando que o consumo de energia é bem próximo um do outro, foi considerado o modelo da GHS visto que apresenta um *data sheet* mais completo. A Tabela 7 apresenta a ficha técnica completa do equipamento e a Figura 38 mostra layout do eletrolisador.

Tabela 7 - Folha de dados do eletrolisador HyProvide X-1200

Dados de Entrada		
Descrição	Valor	Unidade
Potência Máxima	6	MW
Tensão da Rede	34,5	kV
Consumo de água desmineralizada:	9,1	kg/kg de H ₂
Consumo de água desmineralizada:	973,7	kg/h
Dados de Saída		
Descrição	Valor	Unidade
Produção de H ₂	107	kg/h
Produção de H ₂	1200	Nm ³ /h
Produção de O ₂	600	Nm ³ /h
Pureza do H ₂	99,97	%
Pressão de Saída	35	mbar
Dados de Operacionais		
Descrição	Valor	Unidade
Carga Dinâmica	25-100	%
Tempo de ajuste dinâmico:	40	s
Taxa de Consumo de energia:	51,9	kWh/kg de H ₂
Consumo de energia nominal:	5,55	MWh

Fonte: (GREEN HYDROGEN SYSTEMS, 2024). Adaptado pelo autor.

Figura 38 - Eletrolisador alcalino HyProvide X-1200



Fonte: (GREEN HYDROGEN SYSTEMS, 2024)

5.1.4 Usinas de geração de energia

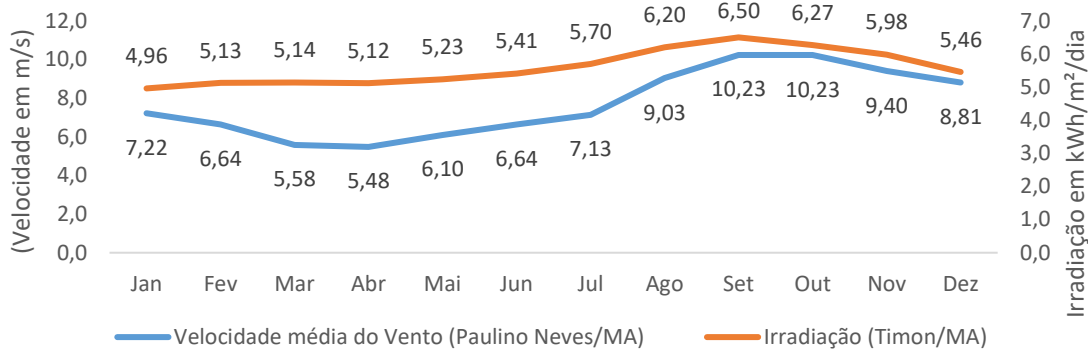
Os locais definidos são aqueles em que se verificou maior disponibilidade dos recursos naturais específicos para implantação das usinas de geração de energia verde dentro do Estado do Maranhão. De acordo com os mapas que apresentam a distribuição da incidência dos recursos eólico e solar no Maranhão, conforme tratado nos itens 4.1 e 4.2, respectivamente, os municípios escolhidos foram:

- **Paulino Neves - MA.** Município escolhido para implantação da usina eólica pelo fato de estar na região de maior incidência de ventos adequados para a produção de energia eólica.
- **Timon - MA.** Município escolhido para implantação da usina solar pelo fato de estar na região de maior irradiação solar do Estado além de possuir quatro subestações nessa região com opções de conexão nas tensões de 230 kV e 500 kV, conforme Figura 32.

Em cada um dos municípios foi avaliado a disponibilidade mensal do respectivo recurso natural. Para estimativa da energia eólica gerada foi considerada a velocidade média mensal dos últimos 8 anos (janeiro de 2016 a dezembro de 2023) no Complexo Eólico Delta Maranhão, cujos dados estão disponibilizados no sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas, e para a estimativa da energia fotovoltaica foram utilizados os dados disponibilizados no *software SunData v3.0*, disponibilizados no portal do Centro

de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB). A Figura 39 apresenta os dados compilados (EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024; CRESESB, 2024).

Figura 39 - Dados dos recursos eólico e solar nos municípios de Paulino Neves/MA e Timon/MA.



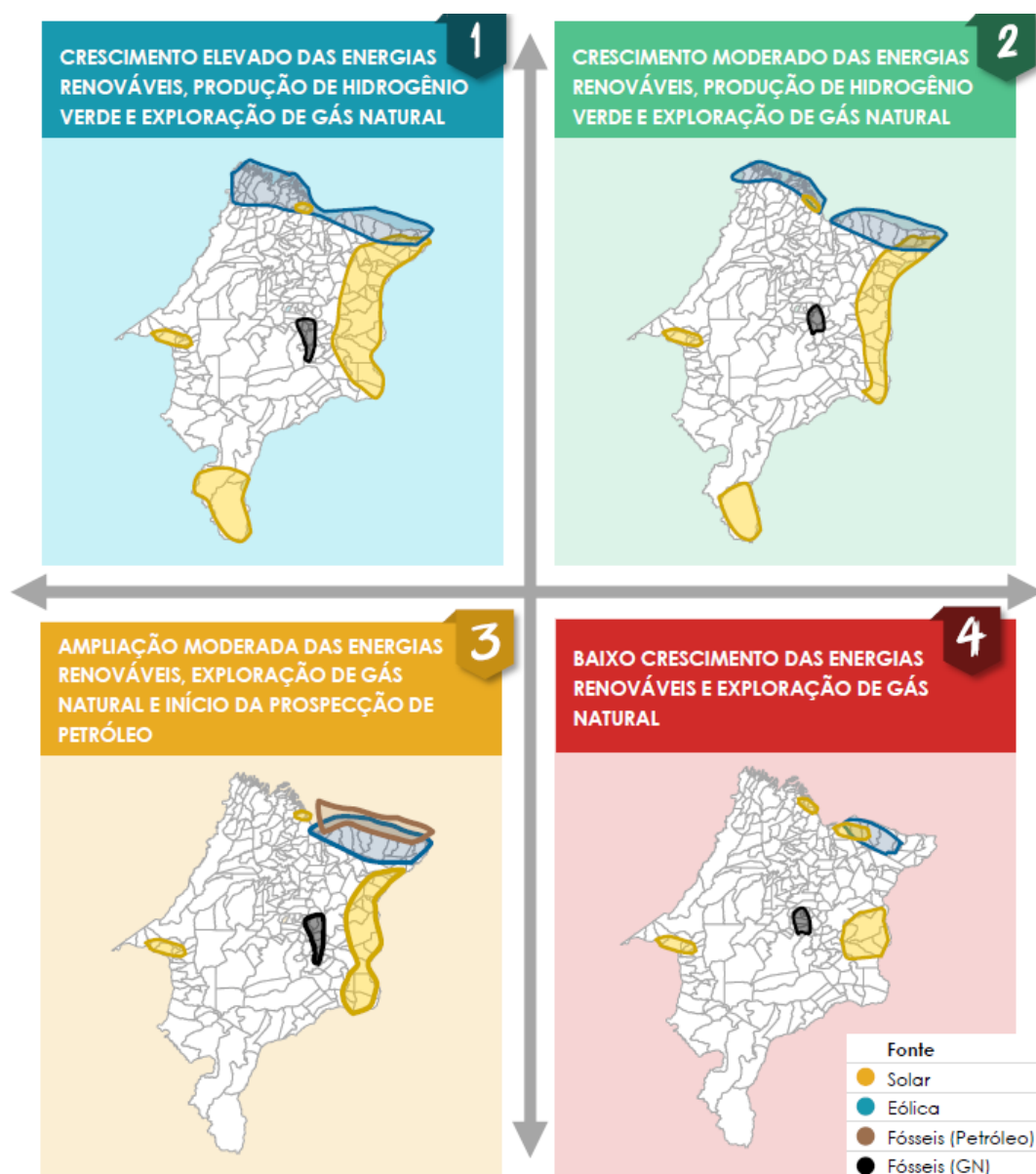
Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024; CRESESB, 2024). Dados tratados pelo autor.

Para avaliação do potencial de produção de energia da usina solar considerou-se a placa solar da fabricante *Canadian*, modelo: CS3W-415P, com 420W de potência pico (CANADIAN, 2025). Já para a usina eólica considerou-se o aerogerador da fabricante *Siemens Gamesa*, modelo SG 4.4-164, com potência nominal de 4,4 MW (SIEMENS GAMESA, 2025).

Destaca-se ainda que a decisão do posicionamento das usinas está em alinhamento com a previsão de expansão de geração de usinas energia eólica e solar indicadas no Plano Estratégico de Longo Prazo Maranhão 2050 que prevê quatro cenários possíveis para os próximos vinte e cinco anos, em que o Cenário 1 é o mais otimista e o Cenário 4 é o mais pessimista, conforme apresentado na Figura 40. Balizando-se pela situação mais crítica (Cenário 4 da figura), as regiões de maior crescimento destas fontes de geração de energia coincidem exatamente com as escolhidas para este estudo de caso.

Além disso, como premissa do estudo, será considerado que cada fonte terá participação de 50 % no atendimento à demanda de energia elétrica para a geração de hidrogênio verde a fim de possibilitar menor dependência de um único recurso natural e avaliar os respectivos custos de cada fonte.

Figura 40 - Representação esquemática da possível evolução do setor



Fonte: (MARANHÃO, 2024)

5.1.4.1 Custos relacionados às usinas de energia

Em meados de 2024, a EPE publicou um relatório técnico de preços de referência denominado Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 - Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão, que compila os custos médios das diversas fontes de geração de energia em larga escala. Neste relatório é possível verificar os custos médios de implantação, e de operação e manutenção (O&M) já com os devidos impostos para os sistemas de energia eólica e solar. Os dados da Figura 41 mostram quatro faixas de CAPEX e OPEX para cada tipo de fonte.

Figura 41 - Parâmetros econômicos para sistemas de energia solar e eólica

Tipo de Oferta	Vida útil econômica (anos)	Faixas de CAPEX, mín e máx (R\$/kW)	CAPEX Referência, sem JDC (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)	Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano)
Eólica Onshore	20	4.000 a 7.500	4.300	110	150
			5.000	110	160
			5.600	110	160
			6.200	110	170
Solar Fotovoltaica	25	3.000 a 6.000	3.300	60	130
			3.800	60	140
			4.300	60	140
			5.000	60	150

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)

Na presente pesquisa, foram consideradas plantas de larga escala, nas quais os custos unitários tendem a ser bem menores que a média. Portanto, para a fonte de energia solar, será utilizado o preço mínimo da faixa de CAPEX por se tratar de uma potência instalada que representaria a maior do Brasil (Tabela 13), situação em que os preços unitários são bem mais baixos (3.000,00 R\$/kW). Para a usina eólica, o comportamento do preço unitário também tende a ser menor, pela larga escala de produção. Contudo, considerando que no Brasil existem outras usinas com maior potência, o valor adotado foi o mais barato do CAPEX de referência, 4.300,00 R\$/kW, que está um pouco acima do mínimo sugerido. Já os custos anuais com O&M, taxas, encargos e impostos considerados foram 190,00 R\$/kW e 260,00 R\$/kW para as usinas solar e eólica, respectivamente (EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024). Segundo a EPE nos valores da coluna com taxas, encargos e impostos, já está incluída a Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão de Geração (TUSTg).

5.1.4.2 Custos relacionados às linhas de transmissão

Considerando a produção de energia em larga escala e as potências instaladas das usinas de energia, foram consideradas LTs de 230 kV, mesma tensão utilizada em outras usinas de geração com potências e distâncias semelhantes no Brasil.

Nesse estudo, foi considerada a construção de uma linha da usina fotovoltaica em Timon até a subestação de Teresina II, localizada na sede do município de Teresina/PI, com comprimento de aproximadamente 35 km de distância. Já para a usina eólica, considerou-se a construção de uma linha

partindo do município de Paulino Neves até a subestação de Bacabeira, localizada na periferia do município, com comprimento total estimado em 196 km.

A base de preços unitária foi coletada dos preços divulgados pela ANEEL dos leilões de transmissão de energia. No relatório público selecionaram-se as linhas de transmissão de 230 kV, com comprimento entre 150 e 250 km e cujos leilões foram realizados de 2019 até a presente data. Após este filtro foi realizado o cálculo dos valores unitários do investimento previsto, em R\$/km, e da Receita Anual Permitida (RAP). Em seguida foi realizado cálculo da mediana dos valores unitários dos investimentos previsto para encontrar o CAPEX unitário de referência para o estudo de caso. Já o OPEX das linhas foi estimado em 80 % da RAP. Os resultados estão apresentados na Tabela 8.

Após conhecer os preços de referência, foi realizado o cálculo das LTs propostas neste estudo. Os dados considerados no modelo matemático estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 8 - Custos de referência divulgados em leilões para construção de LTs de 230 kV

	Inv. Previsto (R\$/Km)	RAP (R\$/Km/ano)	RAP (%)
Dados obtidos dos leilões	R\$ 1.206.886,38 ⁽¹⁾	R\$ 103.012,05 ⁽¹⁾	8,54 %
	CAPEX (R\$/km)	OPEX - 80 % da RAP (R\$/km/ano)	OPEX (% do CAPEX/ano)
Preço de referência adotado	R\$ 1.206.886,38	R\$ 82.409,64	6,83 %

Fonte: (ANEEL, 2025)

(1) Mediana dos valores divulgados.

Tabela 9 - CAPEX e OPEX para LTs de 230 kV

Usina	LTs	Distância (km)	CAPEX Unitário (R\$/km)	CAPEX Total (R\$)	OPEX (R\$/km/ano)	OPEX Total (R\$/ano)
Solar	LT 230 kV Teresina II - Timon, C1	35,00	1.206.886,38	42.241.023,34	6,83 %	2.885.061,89
Eólica	LT 230 kV Bacabeira - Paulino Neves, C1	196,00	1.206.886,38	236.549.730,69	6,83 %	16.156.346,61

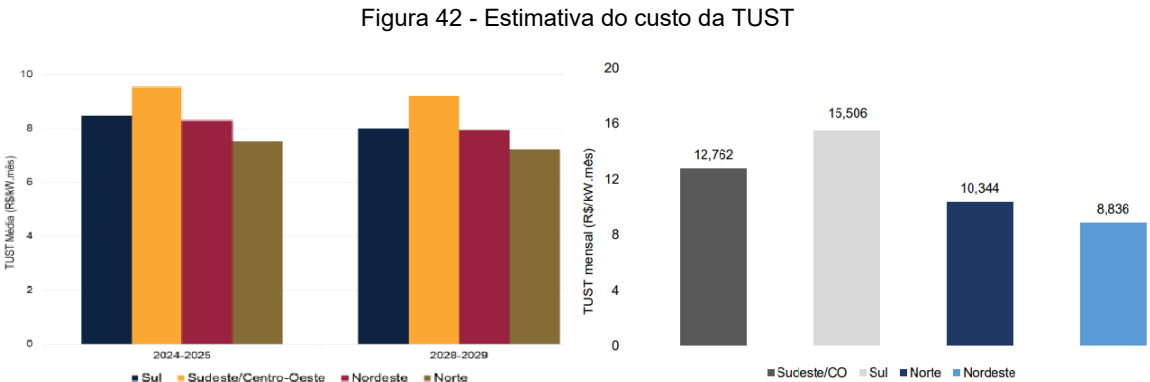
Fonte: Autor.

5.1.4.3 Custos relacionados ao sistema de transmissão

O custo do uso do sistema de transmissão pela carga está relacionado a utilização da rede básica do SIN. Em geral, quanto maior a demanda de potência exigida da rede, maior o custo. Atualmente, o cálculo da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão da Carga (TUST-Carga) é estabelecido pelas Resoluções Normativas 281/1999, 117/2004 e 267/2007 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

Conforme estudos publicados em 2021 pela EPE referentes ao cálculo de sensibilidade da TUST-Carga para diferentes cenários projetados, o custo mensal deste parâmetro no submercado norte de energia, onde o Maranhão se integra²⁴, para o biênio de 2024/2025 está projetado em R\$ 7,50/kW, e para o biênio de 2028/2029, em R\$ 7,10/kW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021). Já de acordo com os Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, publicado em 2024 pela mesma empresa, o valor mensal estimado para 2034 deverá ficar em R\$ 10,34/kW (EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024). A Figura 42 apresenta estes preços.

Dessa forma, o preço atual da TUST-Carga para esta pesquisa seguiu os preços praticados atualmente e projetados para o futuro. Além disso, foi possível verificar nos estudos os que valores projetados para o futuro seguem uma tendência manutenção do valor atualmente praticado.



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021; EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024). Adaptado.

²⁴ O Maranhão, apesar de estar na região Nordeste, conforme a regionalização do IBGE, integra o submercado norte de energia por ter mais semelhanças com os Estados dessa região.

5.1.5 Usina de dessalinização

Na configuração em que há a captação da água do mar, em São Luís, foi considerada a implantação de usina de dessalinização, adotando a tecnologia de osmose reversa, na mesma região do local de produção do hidrogênio, com capacidade de tratar 3.600 m³/h de água do mar²⁵. Para estimar os custos de CAPEX desta usina, utilizou-se a metodologia de cálculo de (IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024) que, através da equação (19) estima o valor do investimento, em US\$, e o custo de OPEX anual é estimado em 4 % do CAPEX. Adicionalmente foi incluída a mesma taxa de importação de 35 % do CAPEX referente aos equipamentos.

$$CAPEX_{US_DESS} = 2.400.000 \times \left(\frac{H_2O_{DIA}}{1.500} \right) \times 0,8 \quad (19)$$

A respeito do consumo de energia, a usina de dessalinização possui uma taxa média de 5 kWh/m³ de água captada do mar (IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024). Dessa forma, o consumo anual foi calculado foi 5,84 GWh, relativamente irrelevante já que representa apenas 0,7 % do consumo dos eletrolisadores.

5.1.6 Dados operacionais da planta de H₂

Neste estudo optou-se pela seleção de 15 unidades de cada eletrolisador resultando numa planta de 90 MW²⁶ instalados. Nesta formatação, o consumo de água fluvial é de 0,016 m³/s. Esse valor representa um consumo de apenas 0,05 % da vazão máxima outorgável no Rio Itapecuru no local do município de Bacabeira/MA, indicando que o empreendimento não implica nenhum impacto significativo no abastecimento de água nas regiões, permitindo ainda possibilidade de expansão no futuro. Já para o consumo global de água do mar, o empreendimento demanda 0,4 m³/s, de acordo as relações de consumo da Figura 34.

²⁵ Este valor considera uma margem de segurança de 5 % além da capacidade realmente necessária.

²⁶ Na literatura disponível, diversos estudos consideram plantas de 100 MW ou próximo desse valor. Dessa forma, para facilitar a comparação dos resultados, optou-se por uma planta de 90 MW.

Uma premissa deste empreendimento foi adotar uma taxa de disponibilidade da planta de 95 %. Esse fator de disponibilidade considera possíveis paradas para manutenções preventivas e corretivas, troca das pilhas e inspeções nos equipamentos. Ao longo de cada ano estimou-se que o Fator de Disponibilidade (FD) foi de 92,5 % no primeiro semestre e de 97,5 % no segundo semestre devido à necessidade do aproveitamento da maior oferta de energia no segundo semestre (Figura 39).

A respeito do consumo de energia elétrica total necessária para a produção de hidrogênio, foi considerado somente o consumo dos eletrolisadores e da usina de dessalinização, visto que o consumo dos demais subsistemas (ionização e resfriamento) são irrelevantes se comparados ao processo de eletrólise (IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024). Destaca-se que, neste cálculo, não foi considerado o consumo de energia para manutenção do armazenamento do H₂V em formato líquido resfriado nem para transformação do mesmo em amônia.

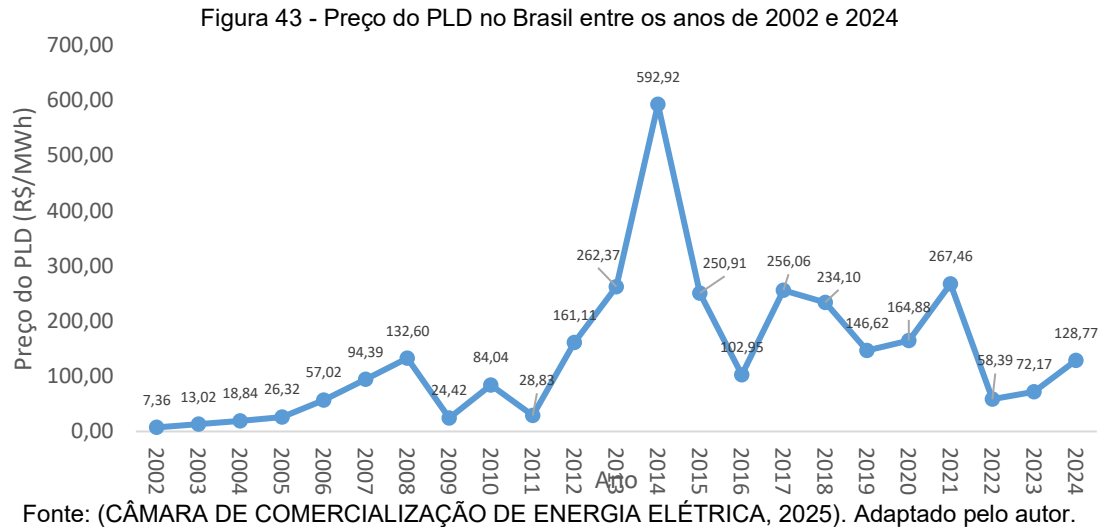
No que diz respeito ao balanço mensal de energia, entre o que é consumido pela planta de H₂ e produzido pelas usinas eólica e solar, a verificação foi mensal. Dessa forma, caso a oferta fosse menor do que a demanda, a diferença seria compensada no MLE através da compra de energia ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), sendo aplicado um ágil²⁷ de 30 % acima do preço de mercado. Por outro lado, se houver excedente de energia, será considerada a venda também precificada pelo PLD. Conforme dados divulgados pela CCEE, o PLD apresentou uma média nos últimos vinte anos de R\$ 145,52 e apresentou variações anuais relevantes (Figura 43) que ocorreram especialmente em função das condições climáticas (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2025).

Com a configuração de 90 MW instalados, estima-se que a produção diária de hidrogênio verde na usina seja de 38,52 t/dia e de oxigênio verde seja de 216.000 m³/dia. No estudo econômico, foi considerado que 100 % da produção anual de oxigênio será vendida ao preço estimado de R\$ 7,91 por metro cúbico²⁸,

²⁷ O ágil, estimado em 30 %, se refere ao custo adicional que ocorre pela possibilidade de haver e empresas intermediando a compra e venda da energia antes de chegar ao consumidor final.

²⁸ O praticado em 2020 era de R\$ 6,50 e foi atualizado para o ano presente a uma taxa de 4 % a.a.

conforme referências encontradas de contratos celebrados pela empresa Industria Brasileira de Gases (INDUSTRIA BRASILEIRA DE GASES, 2020).



Por fim, há o rejeito hídrico, proveniente dos processos de resfriamento e perdas dos demais processos (Figura 34). No caso da captação de água fluvial, o rejeito totaliza 11 kg de água para cada 1 kg de hidrogênio produzido, e para água marinha, o total do rejeito se eleva para 59 kg. O custo com tratamento deste rejeito não foi contabilizado no custo do LCOH.

5.2 ANÁLISE FINANCEIRA

5.2.1 Premissas financeiras

Considerando as incertezas do mercado financeiro, as análises realizadas foram baseadas nas expectativas do mercado para a taxa de câmbio e a inflação, conforme o Boletim Focus de 21/02/2025. Essas projeções foram utilizadas para atualizar os custos operacionais, em real, corrigidos pela inflação, para possibilitar o cálculo correto do preço de custo do hidrogênio (ver item 5.2.2). A Tabela 10 demonstra que o mercado prevê uma manutenção da desvalorização do real em relação ao dólar nos próximos anos a partir de 2026. Já em relação à moeda europeia, a taxa de câmbio será considerada constante em relação a cotação do dólar americano que, na data de 10/01/2025, equivalia a 1,03 €/US\$, conforme disponibilizado na página de conversão de moedas do Banco Central do Brasil.

Tabela 10 - Premissas macroeconômicas

Índice	2025	2026	2027	2028-2050
Câmbio (R\$/US\$)	5,99	6,00	5,90	5,90
Câmbio (€/US\$)	1,03	1,03	1,03	1,03
IPCA (%)	5,65	4,40	4,00	4,00

Fonte: (BANCO CENTRAL, 2025)

Além disso, foi verificada a previsão do mercado para a taxa de inflação americana e europeia para o mesmo período. Este dado é importante sobretudo para atualizar os valores futuros de custos operacionais do empreendimento até 2050. Os dados estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Previsão da inflação americana e europeia

Índice	2025	2026	2027	2028-2050
IPCA Americano (%)	2,0	2,1	2,1	2,1
IPCA Europeu (%)	2,2	1,9	1,9	1,9

Fonte: (STATISTA, 2024; STATISTA, 2025).

5.2.2 Custo nivelado do hidrogênio

De acordo com Shin (2024), a melhor métrica financeira para avaliar o custo do hidrogênio produzido é a avaliação do LCOH. O cálculo desse parâmetro envolve essencialmente todos os custos futuros de CAPEX e OPEX trazidos a valor presente dividido pela quantidade de hidrogênio produzida, conforme apresentado na equação (20).

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \left(\frac{OPEX_n}{(1+d)^n} \right)}{\sum_{n=1}^N \left(\frac{(1-n \times TDR) \times M_{H_2}}{(1+d)^n} \right)} \quad (20)$$

Nesta equação, o CAPEX e OPEX consideram a soma de todos os custos dos subsistemas da planta, desde a implantação até o fim da vida útil dos equipamentos; N representa a vida útil do estudo de caso (em anos); d representa a taxa de juros (em %); M_{H_2} é a produção anual de hidrogênio (em kg); e TDR representa a taxa anual de degradação do sistema (em %). Esse último fator é calculado da conforme equação (21), na qual D_{Pilha} é a degradação total da pilha;

$H_{Sistema}$ é o tempo anual de operação do sistema (em horas); e H_{Pilha} é o tempo de vida útil de uma pilha (em horas).

$$TDR = \frac{D_{Pilha} \times H_{Sistema}}{H_{Pilha}} \quad (21)$$

Destaca-, neste ponto, que não foram considerados os seguintes parâmetros para o cálculo do LCOH:

- Custo de armazenamento do H₂ na planta.
- Custos com uso de recursos hídricos;
- Custos com o tratamento dos rejeitos do empreendimento;
- Reforços na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

5.2.3 Critérios financeiros

De acordo com Samanez (2010), para a análise financeira, utilizaram-se os principais indicadores financeiros de avaliação de projetos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*.

O primeiro indicador, VPL, é um critério essencial para avaliar a viabilidade econômica de um investimento, pois calcula o valor presente dos fluxos de caixa futuros com base em uma taxa de desconto. Essa ferramenta considera o valor temporal do dinheiro e indica que um VPL positivo torna o projeto rentável, enquanto um VPL negativo sugere inviabilidade econômica (SAMANEZ, 2010).

Já a TMA é um indicador financeiro que representa o retorno mínimo esperado por um investidor ao aplicar seus recursos em um determinado projeto ou ativo. Ela leva em consideração o custo de oportunidade do capital, o risco do investimento e os objetivos financeiros do investidor. A TMA é utilizada como um parâmetro para avaliar a viabilidade de projetos, comparando o retorno esperado com a taxa mínima exigida (SAMANEZ, 2010).

A TIR representa a taxa de juros que iguala os fluxos de caixa futuros a um VPL zero. Para avaliar um investimento, compara-se a TIR com a TMA: se a aquela for maior que esta, o projeto é viável; caso contrário, deve ser rejeitado. Esse critério facilita a escolha de investimentos mais vantajosos (SAMANEZ, 2010).

Finalmente, o *payback* mede o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, ajustando os fluxos de caixa ao valor presente por meio de uma taxa de desconto. Esse método oferece uma visão mais precisa do retorno do projeto ao considerar o valor temporal do dinheiro. Embora útil, ele deve ser analisado junto a outros critérios, como VPL e TIR, para uma avaliação mais completa da viabilidade do investimento (SAMANEZ, 2010).

Neste estudo de caso, os critérios financeiros analisados para tomada de decisão estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Critérios financeiros do estudo de caso

Parâmetro	Regra
<i>VPL</i>	≥ 0 = Investimento atrativo
	< 0 = Investimento não Atrativo
<i>TIR</i>	$\geq 5\%$ = Investimento atrativo
	$< 5\%$ = Investimento não Atrativo
<i>Payback</i>	≤ 15 anos = Aceita-se o projeto
	> 15 anos = Recusa-se o projeto

Fonte: Autor.

5.3 PARÂMETROS E VARIÁVEIS DE ENTRADA DO MODELO

Os parâmetros técnicos utilizados neste modelo estão compilados na Tabela 13 e os econômicos na Tabela 14 acompanhados das respectivas referências bibliográficas.

Tabela 13 - Parâmetros técnicos utilizados no modelo

Parâmetro	Descrição	Valor	Referência	Parâmetro	Descrição	Valor	Referência
POT_{ELET_ALC}	Potência da Usina de H ₂ V (MW)	90	Autor	$A_{SISTEMA}$	Vida operacional da planta de produção de H ₂ (anos)	22	(PINHEIRO, 2023)
POT_{US_FV}	Potência da Usina Fotovoltaica (MWp)	197,82	Equação (6) e (8)	$H_{SISTEMA}$	Tempo de funcionamento anual dos eletrolisadores (horas/ano)	8.327,7	Autor
POT_{US_EOL}	Potência da Usina Eólica (MW)	83,6	Equação (2)	H_{PILHA}	Vida operacional da pilha alcalina (horas)	90.000	(PINHEIRO, 2023)
LT_{FV}	Comprimento da linha de transmissão da usina fotovoltaica (km)	35,00	(Google, 2025)	N_{TROCAS}	Número de trocas de pilhas alcalinas (unidade)	2	(PINHEIRO, 2023)
LT_{EOL}	Comprimento da linha de transmissão da usina eólica (km)	196,00	(Google, 2025)	P_{TROCAS}	Periodicidade das trocas (anos)	8	(PINHEIRO, 2023)
$ProdH2$	Capacidade de Produção de H ₂ por hora da usina de eletrólise (horas/ano)	1.605	(GREEN HYDROGEN SYSTEMS, 2024)	D_{PILHA}	Taxa de degradação total esperada da pilha (%)	10 %	Equação (21)
$ConsAD$	Consumo de Água Doce (kg/kg _{H2})	35	(JAEGER e SALGADO, 2023)	TDR	Taxa de Degradação da Planta (%/ano)	0,93 %	Autor
$ConsAS$	Consumo de Água do Mar (kg/kg _{H2O_dessalinizada})	2,37	(JAEGER e SALGADO, 2023)	n	Período de Análise (anos)	25	Autor
$ConsEE_EletAlc$	Consumo de Energia Elétrica dos Eletrolisadores Tipo Alcalino (MWh/h)	83,30	(GREEN HYDROGEN SYSTEMS, 2024)	M_{H2}	Produção anual de hidrogênio (kg/ano)	13.365.959	(GREEN HYDROGEN SYSTEMS, 2024)
$ConsEE_Dess$	Consumo de Energia Elétrica da Usina de Dessalinização (kWh/m ³ _{H2})	5	(IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024)				

Fontes: Citadas na tabela.

Tabela 14 - Parâmetros econômicos utilizados no modelo

Parâmetro	Descrição	Valor	Referência	Parâmetro	Descrição	Valor	Referência
CAPEX _{ELET_ALC}	Custo específico de implantação da usina de H ₂ (€/kW)	670,00	(FRAUNHOFER, 2021)	OPEX _{PILHA_IMP}	Custo específico de importação e frete das pilhas (% do CAPEX)	35 %	(LOPES, 2023)
CAPEX _{ELET_ALC_IMP}	Custo específico de importação e frete dos eletrolisadores (% do CAPEX)	35 %	(LOPES, 2023)	OPEX _{US_FV}	Custo específico de O&M da usina fotovoltaica (R\$/kW/ano)	190,00	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)
CAPEX _{ELET_ALC_CONT}	Custo de contingência da usina de dessalinização (% do CAPEX - €/kW)	15 %	(KHAN, DAIYAN, <i>et al.</i> , 2021)	OPEX _{US_EOL}	Custo específico de O&M da usina eólica (R\$/kW/ano)	260,00	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)
CAPEX _{US_FV}	Custo específico de implantação da usina fotovoltaica (R\$/kW)	3.000,00	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)	OPEX _{LT_FV}	Custo específico de implantação da LT da usina fotovoltaica (% do CAPEX/ano)	7 %	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)
CAPEX _{US_EOL}	Custo específico de implantação da usina eólica (R\$/kW)	4.300,00	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)	OPEX _{LT_EOL}	Custo específico de implantação da LT da usina eólica (% do CAPEX/ano)	7 %	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)
CAPEX _{LT_FV}	Custo específico de implantação da LT da usina fotovoltaica (R\$/km)	1.206.886,38	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)	OPEX _{US_DESS}	Custo específico de O&M da usina de dessalinização (% do CAPEX/ano)	4 %	(IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024)
CAPEX _{LT_EOL}	Custo específico de implantação da LT da usina eólica (R\$/km)	1.206.886,38	(EMPRESA DE PESQUISA ENEGÉTICA, 2024)	TUST _C	Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão da Carga (R\$/kW/mês)	9,38	(EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA, 2021)
CAPEX _{US_DESS}	Custo específico de implantação da usina de dessalinização (US\$)	179.200,00	(IDELFONSO e MARTINS NETO, 2024)	PV _{O2}	Preço de Venda o Oxigênio (R\$/m ³)	7,91	(INDUSTRIA BRASILEIRA DE GASES, 2020)
CAPEX _{DESS_IMP}	Custo específico de importação dos dessalinizadores (% do CAPEX)	35 %	(LOPES, 2023)	PC _{MLE}	Preço de Compra de Energia no Mercado Livre (R\$/MWh)	299,34	(CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2025)
OPEX _{ELET_ALC_FIXOS}	Custo específico de O&M da usina com eletrolisadores alcalinos (€/kW/ano)	13,60	(YATES, DAIYAN, <i>et al.</i> , 2020)	PV _{MLE}	Preço de Venda de Energia no Mercado Livre (R\$/MWh)	230,26	(CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2025)
OPEX _{ELET_ALC_PILHA}	Custo específico de uma de pilhas alcalinas por unidade (€/kW/ano)	115,00	(FRAUNHOFER, 2021)				

Fontes: Citadas na tabela.

6. ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, são apresentados os resultados da análise de associação das fontes de energia eólica e fotovoltaica para a certificação do hidrogênio verde a partir da análise do balanço mensal de energia. Além disso, é apresentado o cálculo do LCOH para os dois locais de geração de hidrogênio, considerando os parâmetros técnicos e financeiros adotados. Em seguida são apresentados os custos globais de cada subsistema a saber: (i) planta solar fotovoltaica; (ii) planta eólica; (iii) planta de dessalinização da água do mar; (iv) linhas de transmissão de energia; (v) mercado livre de energia; e (vi) planta geração de H₂. Posteriormente foi realizada uma análise de sensibilidade no LCOH através da variação dos principais custos do empreendimento. Em seguida é realizado um teste de hipóteses combinando a variação de dois parâmetros técnicos importantes na composição do LCOH para estudar seu comportamento. Por fim, é realizada a análise financeira considerando o fluxo de caixa acumulado do projeto e os indicadores TIR, VPL e *Payback*.

6.1 ANÁLISE DA CERTIFICAÇÃO DE HIDROGÊNIO

Nesta seção são apresentadas as características das usinas de energia, sua sazonalidade e a comparação com o consumo da energia da planta de H₂V.

Considerando a demanda de energia anual total calculada em 699,24 GWh referente a planta de geração de H₂V, o FD da usina de hidrogênio de 95 % e que cada fonte verde terá participação de aproximadamente 50 % na oferta de energia, os principais parâmetros das usinas foram calculados com base nas equações (1) a (5), para a energia eólica, e (6) a (8), para a energia fotovoltaica, e definidos da seguinte forma:

- **Usina Eólica:**

- Potência instalada: 83,6 MW;
- Quantidade de aerogeradores: 19 unidades;
- Geração de energia no primeiro ano: 391,39 GWh.

- **Usina Fotovoltaica:**

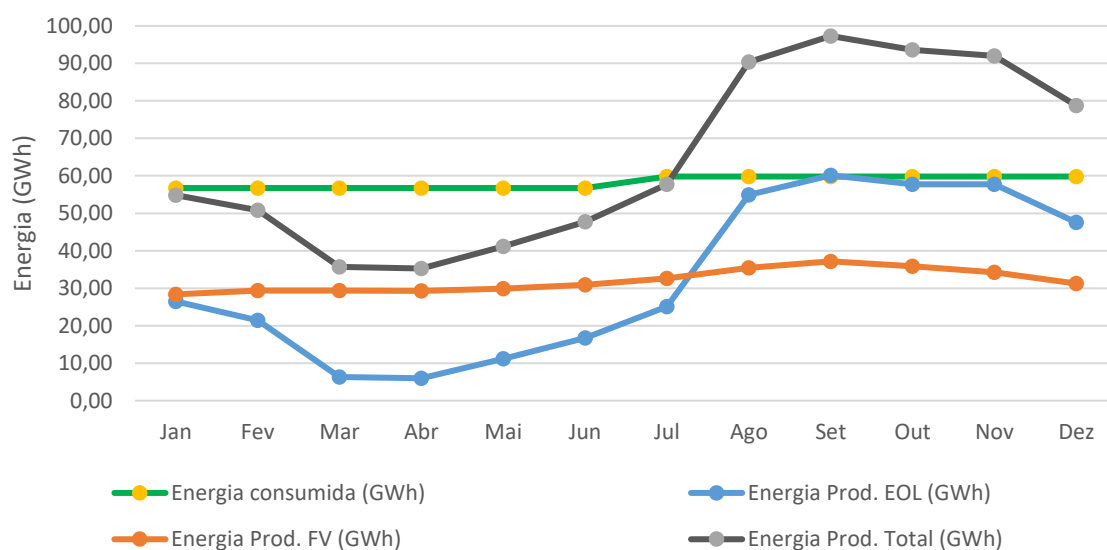
- Potência instalada: 197,82 MWp;
- Quantidade de placas solares: 471.000 unidades;
- Geração de energia no primeiro ano: 383,82 GWh.

Juntas, as usinas de energia produzem 775,21 GWh/ano, o que representa um sobredimensionamento de 10 % no primeiro ano em relação à demanda necessária. Esse sobredimensionamento é importante pois ao longo da operação do projeto estima-se que as usinas percam cerca de 0,5 %/ano de capacidade de geração.

A

Figura 44 apresenta a produção de cada usina de energia, o perfil da energia gerada por ambas e a relação entre produção e consumo geral de energia no primeiro ano de operação. Nela é possível perceber que a fonte de energia eólica (linha azul) apresenta uma sazonalidade anual muito maior do que a fotovoltaica (linha laranja). Mensurando-se essa variação através de desvio padrão, a fonte eólica foi equivalente a 20,6 enquanto a fotovoltaica a apenas 2,9. Percebe-se também que, em um intervalo analisado mês a mês, a correlação no quesito sazonalidade é bem parecida entre as duas fontes, sendo o primeiro semestre de menor produção e o segundo de maior produção para as duas. Neste aspecto, conclui-se que as duas fontes são não-complementares avaliando-se através de uma janela anual, pois apresentam alta e baixa geração na mesma época do ano, sendo necessário uma fonte adicional de energia nos períodos de baixa. Já a soma da produção de energia das duas usinas (linha cinza) apresentou um desvio padrão ainda maior, de 23,1, contudo representou mais segurança para o empreendimento pois diversificou as fontes de produção de energia.

Figura 44 - Produção e consumo de energia no primeiro ano de operação



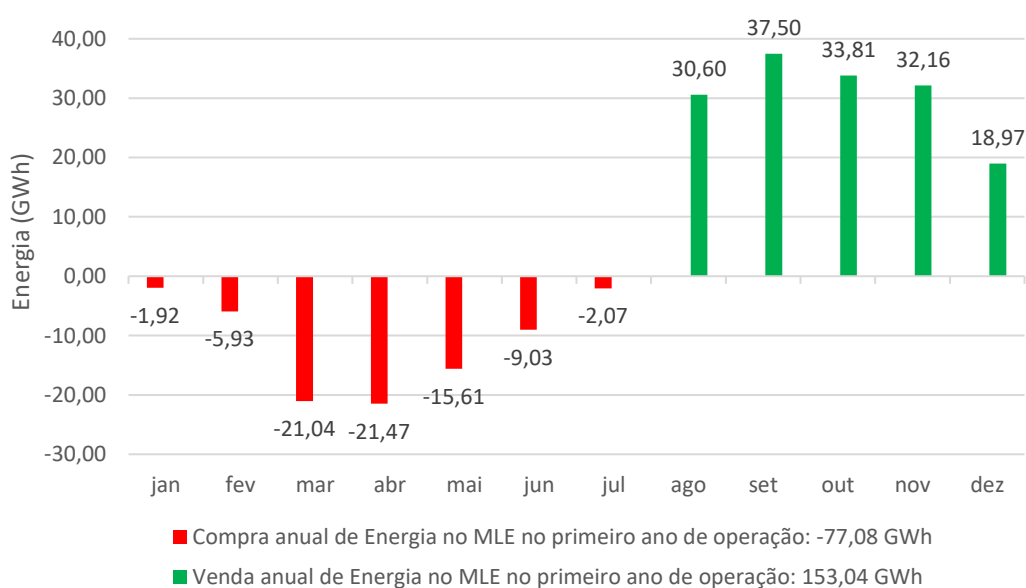
Fonte: Autor.

A respeito da relação entre geração e consumo de energia, verifica-se que as usinas de geração própria não geram energia suficiente nos primeiros 7 meses do ano. Para equilibrar essa diferença, considerou-se a disponibilidade da planta de hidrogênio de 92,5 % nos 6 primeiros meses e 97,5 % nos 6 últimos, conforme se verifica no leve desvio da linha verde do gráfico entre junho e julho. Essa disponibilidade está relacionada às paradas para manutenção preventiva e inspeções que podem ser concentradas nos meses em que oferta de energia é menor.

Considerando que as duas fontes não são complementares em um período de 12 meses, conforme visto na Figura anterior, verificou-se que foi necessário considerar a compra da energia faltante do MLE, nos termos do manual de certificação de hidrogênio verde da CCEE, para que o hidrogênio seja 100 % verde.

A Figura 45 mostra a quantidade de energia a ser comprada no primeiro semestre (em vermelho) e a ser vendida no segundo (em verde). Enquanto a compra de energia representa uma necessidade para a obtenção do selo de hidrogênio 100 % verde, a venda, representa uma receita acessória que torna o hidrogênio produzido mais barato. Além disso, verifica-se que o balanço energético no primeiro ano, diferença entre a energia comprada e vendida, no MLE, será positivo (+76 GWh).

Figura 45 - Quantidade de energia comercializada no MLE no primeiro ano de operação



Fonte: Autor

Sublinha-se que as duas figuras apresentadas acima são referentes ao primeiro de operação. Após este ano, a energia produzida será cada vez menor e será compensada com uma compra maior no MLE. Da mesma forma, a receita acessória proveniente da venda de energia será maior no primeiro ano e irá reduzindo gradual e anualmente.

Por fim, considerando a escala de vida total global do empreendimento, destaca-se o volume da geração e compra de energia elétrica energia elétrica por fonte - em GWh e percentual - foi a seguinte:

- Energia da usina fotovoltaica: 8.158,48 GWh - 42,7 %;
- Energia da usina eólica: 8.000,69 GWh - 43,5 %;
- Energia do mercado livre: 2.591,02 GWh - 13,8 %.

6.2 CÁLCULO DO LCOH

Para o cálculo do LCOH, através da equação (20), deverão ser conhecidos os custos totais, a taxa de juros global e a produção total de H₂V. Os custos totais de CAPEX e OPEX do primeiro ano foram calculados com base nos custos unitários de cada parâmetro levantado das Tabelas 13 e 14 e considerando a potência instalada das plantas de geração de hidrogênio e energia. Além disso, foram estimadas as receitas acessórias de preço de venda de O₂ (em R\$/ano), com base em sua produção anual, e da energia excedente a ser vendida no MLE (em R\$/MWh). A Tabela 15 apresenta esses dados compilados.

Para a estimativa da taxa de juros anual, decidiu-se utilizar os dados das taxas de juros brasileira, americana e europeia para os próximos 25 anos (Tabela 11). O cálculo foi feito através de uma média ponderada das três taxas com peso 3 para o Brasil, local da produção do hidrogênio, peso 2 para a Europa, local de onde é importada boa parte dos equipamentos, e peso 1 para os EUA. Dessa forma foi possível estimar a taxa de juros em 3,03 % a.a. Essa taxa foi utilizada como base para todo o estudo.

Tabela 15 - Custos específicos de CAPEX, OPEX e receitas acessórias para produção de H₂V

Parâmetro	Descrição	Valor
CAPEX _{ELET_ALC}	Custo específico de implantação da usina de H ₂ (€/kW)	60.300.000,00
CAPEX _{ELET_ALC_IMP}	Custo específico de importação e frete dos eletrolisadores (% do CAPEX - €)	21.105.000,00
CAPEX _{ELET_ALC_CONT}	Custo de contingência da usina de dessalinização (% do CAPEX - €)	9.045.000,00
CAPEX _{US_FV}	Custo específico de implantação da usina fotovoltaica (R\$)	593.460.000,00
CAPEX _{US_EOL}	Custo específico de implantação da usina eólica (R\$)	359.480.000,00
CAPEX _{LT_FV}	Custo específico de implantação da LT da usina fotovoltaica (R\$/km)	42.241.023,34
CAPEX _{LT_EOL}	Custo específico de implantação da LT da usina eólica (R\$/km)	236.549.730,69
CAPEX _{US_DESS}	Custo específico de implantação da usina de dessalinização (US\$)	179.200,00
CAPEX _{DESS_IMP}	Custo específico de importação dos dessalinizadores (US\$)	62.720,00
OPEX _{ELET_ALC_FIXOS}	Custo específico de O&M da usina com eletrolisadores alcalinos (€/ano)	1.224.000,00
OPEX _{ELET_ALC_PILHA}	Custo específico de uma troca de pilhas alcalinas por unidade (€/troca)	10.350.000,00
OPEX _{PILHA_IMP}	Custo específico de importação e frete das pilhas (€/ano)	3.622.500,00
OPEX _{US_FV}	Custo específico de O&M da usina fotovoltaica (R\$/ano)	37.585.800,00
OPEX _{US_EOL}	Custo específico de O&M da usina eólica (R\$/ano)	21.736.000,00
OPEX _{LT_FV}	Custo específico de implantação da LT da usina fotovoltaica (% do CAPEX/ano)	2.885.061,89
OPEX _{LT_EOL}	Custo específico de implantação da LT da usina eólica (% do CAPEX/ano)	16.156.346,61
OPEX _{US_DESS}	Custo específico de O&M da usina de dessalinização (% do CAPEX/ano)	7.168,00
TUST _C	Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão da Carga (R\$/ano)	10.125.000,00
PV _{O2}	Preço de Venda o Oxigênio (R\$/ano)	17.230,16

Fonte: Autor.

Por fim, a produção de hidrogênio anual foi estimada em 13.365.959 kg/ano utilizando como base os dados do fabricante do eletrolisador considerando uma disponibilidade anual de 95 % e uma taxa de degradação da produção de 0,93 % a.a, calculada pela equação (21). A partir desses resultados, é possível estimar o LCOH para cada cenário a que se propõe este estudo.

A Tabela 16 apresenta os custos anuais de CAPEX e OPEX do primeiro ano de implantação (2026) ao último ano de operação considerado (2050) em valor presente, assim como o preço de custo do hidrogênio para o Cenário 1, em que a usina de hidrogênio está no município de São Luís/MA e capta da água do mar, e para o Cenário 2, em que a usina se localiza em Bacabeira/MA, utiliza água fluvial e se beneficia operação da ZPE. Nos dois cenários, observa-se os custos ficaram bem equilibrados entre CAPEX e OPEX sendo representados por aproximadamente 45 % para a implantação e 55 % para O&M ao longo do período em análise. Já o valor estimado do LCOH, calculado através das equações (20) e (21), foi de US\$ 3,54/kg em São Luís e 3,39/kg em Bacabeira.

Tabela 16 - Preço do LCOH para os Cenários 1 e 2

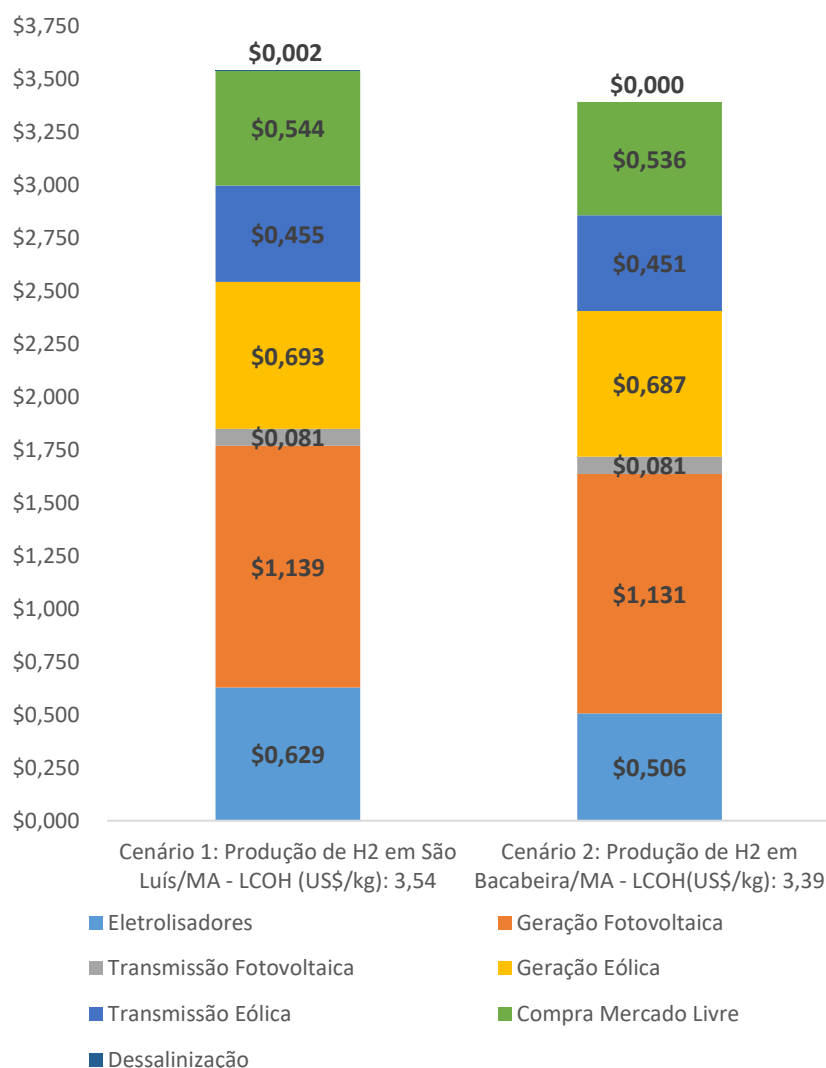
Ano	Cenário 1 - São Luís/MA		Cenário 2 - Bacabeira/MA	
	CAPEX (R\$/ano)	OPEX (R\$/ano)	CAPEX (R\$/ano)	OPEX (R\$/ano)
2026	1.846.393.445,41	-	1.710.522.374,62	-
2027	-	-	-	-
2028	-	-	-	-
2029	-	94.654.654,25	-	94.139.314,30
2030	-	98.514.848,72	-	97.972.512,27
2031	-	102.563.061,74	-	101.993.098,26
2032	-	106.801.973,05	-	106.203.750,64
2033	-	111.234.343,46	-	110.607.228,84
2034	-	115.863.017,34	-	115.206.375,77
2035	-	120.690.925,13	-	120.004.120,39
2036	-	125.721.085,94	-	125.003.480,27
2037	-	130.956.610,22	-	130.207.564,29
2038	-	136.400.702,58	-	135.619.575,43
2039	-	226.965.750,84	-	204.137.967,34
2040	-	147.926.101,40	-	147.078.882,19
2041	-	154.016.109,94	-	153.134.876,37
2042	-	160.328.504,38	-	159.412.608,48
2043	-	166.867.004,39	-	165.915.796,32
2044	-	173.635.442,22	-	172.648.270,16
2045	-	180.637.766,06	-	179.613.976,22
2046	-	187.878.043,58	-	186.816.980,08
2047	-	195.360.465,54	-	194.261.470,37
2048	-	203.089.349,49	-	201.951.762,48
2049	-	211.069.143,65	-	209.892.302,36
2050	-	304.213.337,50	-	280.982.644,65
VPL	1.846.393.445,41	2.165.547.817,52	1.710.522.374,62	2.128.912.820,67
	LCOH (R\$/kg)	21,22	LCOH (R\$/kg)	20,31
	LCOH (US\$/kg)	3,54	LCOH (US\$/kg)	3,39

Fonte: Autor

Nota: Nesta tabela, as receitas com venda de energia e O₂ foram incluídas no cálculo do OPEX para cada cenário.

A Figura 46 mostra a contribuição de cada subsistema para a formação do preço do H₂, a saber: a geração, transmissão de energia, compra de energia no MLE, custo dos eletrolisadores e da dessalinização. Nos resultados, observou-se a predominância das componentes de energia sendo, no cenário 1, o custo da energia (geração e transmissão eólica, geração e transmissão solar e compra no mercado livre), equivalente a US\$ 3,527, que corresponde a 78 % do custo total, e, no Cenário 2, igual a US\$ 3,49, o que corresponde a 81 % do total. Esse resultado mostra como o LCOH é diretamente dependente do Custo Nivelado de Energia (LCOE) no Maranhão e o barateamento da produção do H₂ está muito mais relacionado com a redução do custo de energia do que com o custo dos eletrolisadores em si.

Figura 46 - Componentes do LCOH nos Cenários 1 e 2



Fonte: Autor.

Nota: No Cenário 2 não há dessalinização da água do mar.

Outro resultado que se verificou foi que a produção de H₂V na ZPE impactou principalmente na redução do custo referente aos eletrolisadores (20 % de redução nesta componente). Contudo, como este valor representa apenas 15 % do custo de produção, a redução global não foi tão representativa. Destaca-se que os outros componentes não tiveram grandes impactos pois a produção e geração da energia elétrica estão fora da área da ZPE e, por isso, não são beneficiadas pelas isenções previstas em lei.

6.3 DETALHAMENTO DAS COMPONENTES DO LCOH

Além dos custos globais, é possível se calcular os custos dos subsistemas, já elencados (Tabela 17).

Tabela 17 - Detalhamento das componentes do LCOH dos Cenários 1 e 2

		CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)
CENÁRIO 1 Prod. H ₂ em São Luís/MA	Eletrolisadores	558.981.000,00	31,19	259.879.037,56	9,22	818.860.037,56	17,76
	Geração Fotovoltaica	593.460.000,00	33,11	889.686.498,98	31,55	1.483.146.498,98	32,16
	Geração Eólica	359.480.000,00	20,06	542.229.470,74	19,23	901.709.470,74	19,55
	Transmissão Fotovoltaica	42.241.023,34	2,36	63.471.361,67	2,25	105.712.385,01	2,29
	Transmissão Eólica	236.549.730,69	13,20	355.439.625,34	12,61	591.989.356,03	12,84
	Compra Mercado Livre	0,00	0,00	707.956.132,77	25,11	707.956.132,77	15,35
	Dessalinização	1.451.520,00	0,08	958.318,59	0,03	2.409.838,59	0,05
	Total	1.792.163.274,03		2.819.620.445,64		4.611.783.719,68	
		CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)
CENÁRIO 2 Prod. H ₂ em Bacabeira/MA	Eletrolisadores	428.552.100,00	25,81	234.928.553,45	8,43	663.480.653,45	14,91
	Geração Fotovoltaica	593.460.000,00	35,74	889.686.498,98	31,91	1.483.146.498,98	33,34
	Geração Eólica	359.480.000,00	21,65	542.229.470,74	19,45	901.709.470,74	20,27
	Transmissão Fotovoltaica	42.241.023,34	2,54	63.471.361,67	2,28	105.712.385,01	2,38
	Transmissão Eólica	236.549.730,69	14,25	355.439.625,34	12,75	591.989.356,03	13,31
	Compra Mercado Livre	0,00	0,00	702.457.832,81	25,19	702.457.832,81	15,79
	Total	1.660.282.854,03		2.788.213.342,99		4.448.496.197,02	

Fonte: Autor.

Nota: as receitas com venda de energia e O₂ não foram incluídas nestes cálculos.

Para o Cenário 1, verifica-se que o custo da energia fotovoltaica (custo da produção adicionada à transmissão de energia até a usina de H₂) foi equivalente a 34,45 %, sendo este muito mais concentrado na sua geração do que na transmissão. Já o custo da energia eólica foi de 32,39 %, sendo os custos mais equilibrados entre produção e transmissão. Essa avaliação mostra que enquanto o custo da produção fotovoltaica é mais sensível às variações no custo da usina em si, o custo da eólica é muito sensível ao nível de tensão e comprimento da sua respectiva LT. A dessalinização da água foi equivalente a um menos que 0,1 % do custo total do empreendimento, não sendo representativo para a tomada de decisão. Por fim, a usina de hidrogênio correspondeu a 17,8 % do custo do empreendimento nesta configuração.

A respeito do Cenário 2, verifica-se um leve aumento da energia fotovoltaica (35,7 %), eólica (33,58 %), da energia comprada no MLE (15,8 %) e uma redução da usina de hidrogênio (14,9 %). Destaca-se que, embora os números percentuais tenham mudado um pouco, os números absolutos são exatamente os mesmos, conforme se verifica na tabela supracitada, com exceção da usina de hidrogênio, que reduziu em função dos benefícios da ZPE, e da usina de dessalinização que não foi considerada neste cenário.

Já os custos com as receitas acessórias esperadas a venda da energia elétrica excedente e de O₂, o valor previsto no período dos 22 anos de operação trazidos a valor presente foi de R\$ 654.072.628,13, sendo 99,9 % proveniente da venda de energia e 0,1 % proveniente da venda de O₂.

O detalhamento dos custos de CAPEX e OPEX globais para os dois cenários estão apresentados nos APÊNDICES I e II.

6.4 DETALHAMENTO DAS COMPONENTES DO LCOE

Neste estudo, investigou-se também o LCOE para cada fonte de energia, visto que representou a parcela mais significativa do custo do hidrogênio verde. Nesta análise, os custos da energia fotovoltaica e eólica incluíram os custos das suas respectivas linhas de transmissão. Estes resultados são iguais para os dois cenários e estão apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Cálculo do LCOE para os Cenários 1 e 2

	Custo (R\$)	Geração (MWh)	LCOE (R\$/MWh)	LCOE (US\$/MWh)
Energia Fotovoltaica	1.721.573.799,21	10.471.466,85	164,41	27,45
Energia Eólica	1.538.512.217,30	10.299.682,70	149,37	24,94
Mercado Livre	715.600.060,91	2.196.986,73	325,72	54,38
Associação de Fontes	3.975.686.077,43	22.968.136,28	173,10	28,90

Fonte: Autor.

Nota: a receita com venda de energia no MLE não foi abatida do custo da compra de energia.

Verifica-se que a energia eólica foi a mais barata para este caso, sendo de US\$ 25,49/MWh enquanto a energia fotovoltaica ficou um pouco acima, sendo US\$ 27,64/MWh. Já a energia comprada no MLE foi a mais cara, sendo US\$ 45,62/MW. No entanto, essa compra é necessária em determinados meses em que se tem déficit de energia, como já mencionado, e equivale a uma fatia pouco significativa do consumo global do empreendimento, correspondendo a 15,4 %.

Finalmente, estimou-se o LCOE global do empreendimento em US\$ 28,80/MWh, valor considerado razoável e que tem bastante potencial para se reduzir caso algumas otimizações nas configurações sugeridas neste estudo sejam realizadas. Essas otimizações surgem a partir do detalhamento dos preços de cada fonte de energia (Tabela 17), dos respectivos LCOE (Tabela 18) e do perfil de geração de cada fonte de energia no Maranhão. Nesse sentido, duas possíveis otimizações para redução do LCOE global do empreendimento.

A primeira está relacionada à utilização da energia eólica integralmente, visto que a sua energia é mais barata. No entanto, a utilização integral desta fonte que possui maior sazonalidade gera um grau um maior de incertezas em relação ao cenário inicial que possui duas fontes de geração. Dessa forma é necessário um sobredimensionamento maior desta fonte para mitigar os riscos, o que implica em menor custo com a compra de energia no MLE e mais receita com venda da energia excedente. Assim, a combinação desses fatores pode contribuir significativamente para a redução do LCOE global do empreendimento.

A segunda otimização também estaria relacionada à energia eólica. Ocorre que os custos para implantação e O&M desta fonte são bem mais baixos que uma usina fotovoltaica, se as respectivas LTs forem desconsideradas (Tabela 18). Estas linhas, por vezes, possuem algumas centenas de quilômetros, fato que

pode aumentar significativamente o preço da energia eólica. Nesse sentido, é importante investigar em que locais dentro do território maranhense é possível abastecer a usina de hidrogênio através do SIN com uma fonte de energia eólica com a menor LT possível. Essa premissa pode tornar a fonte eólica ainda mais barata do que o preço estimado nesta análise financeira. Consequentemente essa efficientização tem impacto direto no LCOH do empreendimento trazendo mais atratividade ao hidrogênio genuinamente maranhense.

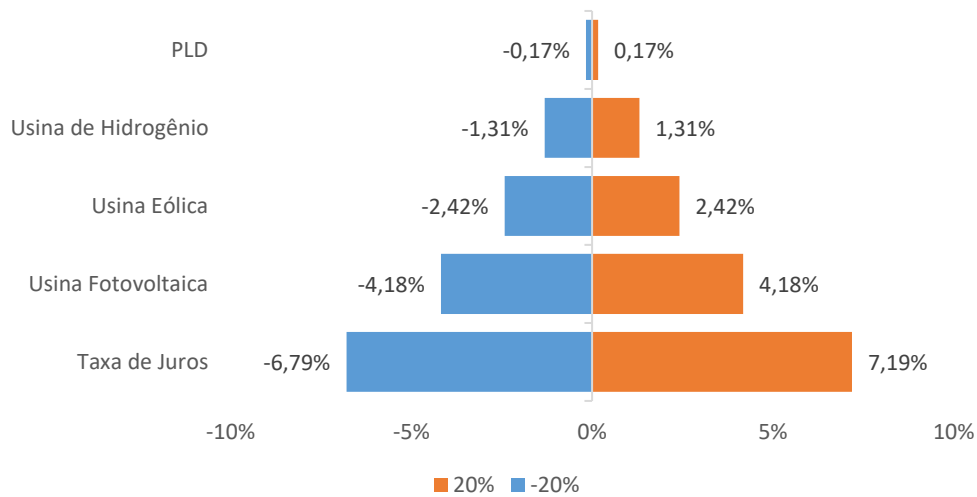
Dessa forma, é necessário aprofundar a investigação destas duas otimizações para avaliar qual seria a mais vantajosa. Dependendo do resultado, a adoção somente da energia eólica renuncia a uma premissa inicial deste estudo que foi de considerar duas fontes de energia diferentes para trazer mais segurança ao fornecimento de energia à usina de hidrogênio.

6.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade tem o objetivo de verificar em função de quais parâmetros o LCOH é mais suscetível a variar. Nesta análise escolheu-se um parâmetro por vez e variou -20 % e +20 % enquanto os outros ficaram fixos. Seis parâmetros foram escolhidos para este estudo: taxa de juros, preço do PLD, custos da usina fotovoltaica, da usina eólica e da usina de hidrogênio.

O resultado do Cenário 1, produção do hidrogênio em São Luís, está exposto na Figura 47. Esse resultado mostra que o LCOH é mais dependente da variação da taxa de juros. Verificou-se que a taxa de juros 20 % acima do previsto, implicaria na variação do LCOH positivamente com um aumento de 7,19 % acima do preço de referência, enquanto, se a mesma taxa for 20 % menor, o LCOH será 6,79 % abaixo do preço inicial. A taxa de juros tem a maior influência pois mesmo variando somente esse parâmetro, todas as outras componentes são afetadas ao longo do projeto, especialmente no que se refere ao OPEX. Em seguida estão os custos da usina fotovoltaica, eólica e usina de hidrogênio, nesta ordem. Já o PLD teve um impacto insignificante de $\pm 0,17$ %. O impacto tão baixo do PLD ocorre pelo fato de haver um equilíbrio entre despesas e receitas com a compra e venda de energia ao longo da operação do projeto.

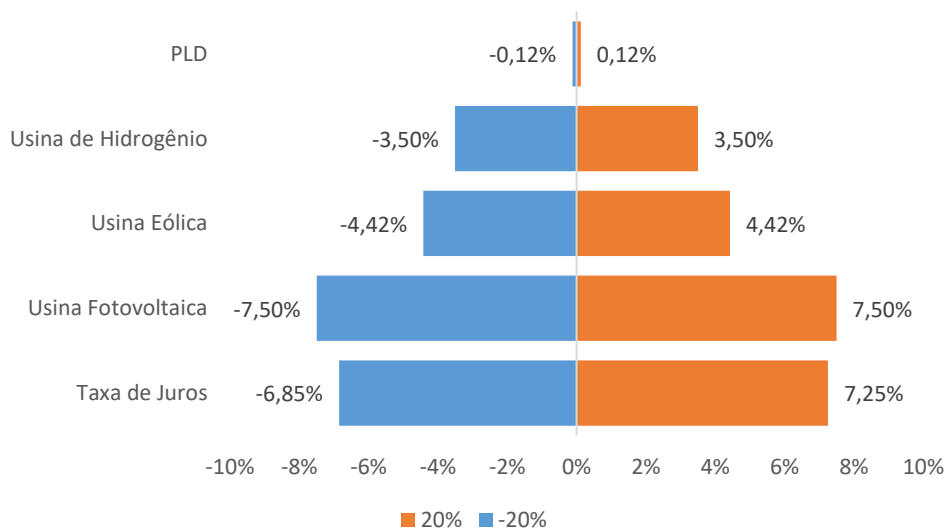
Figura 47 - Análise de sensibilidade do LCOH - Cenário 1



Fonte: Autor.

Já para o cenário 2, o perfil do gráfico se altera, sendo o preço da energia fotovoltaica a mais representativa na sensibilidade no preço final do LCOH com variação de $\pm 7,5\%$. A taxa de juros, a energia eólica e a usina de hidrogênio vêm na sequência nesta mesma ordem (Figura 48).

Figura 48 - Análise de sensibilidade do LCOH - Cenário 2



Fonte: Autor.

6.6 TESTE DE HIPÓTESES

Além da análise de sensibilidade de variação de um parâmetro por vez, decidiu-se realizar uma análise em que dois parâmetros são variados ao mesmo tempo para testar hipóteses de operação otimizada do sistema de geração de

hidrogênio. Os seguintes parâmetros foram escolhidos para esse teste: PLD²⁹ e o fator de dimensionamento das usinas de energia, que representa a relação entre a energia gerada anualmente e a demanda anual dos eletrolisadores.

Nos testes de hipóteses, variou-se o PLD em $\pm 20\%$ do preço de mercado estimado e o fator de dimensionamento entre 50% , que indica que as usinas geram metade da energia necessária, a 120% , indicando que as usinas atendem integralmente à demanda de energia e ainda exportam 20% do excedente para venda no MLE. No total foram simuladas 80 combinações diferentes, sendo 40 para o Cenário 1 (produção de hidrogênio em São Luís/MA) e outras 40 para o Cenário 2 (produção de hidrogênio em Bacabeira/MA).

A Figura 49 apresenta os resultados do Cenário 1. O mapa de calor indica que a situação mais favorável seria o dimensionamento das usinas em 120% da demanda anual de energia associado ao do PLD valorado em 20% acima do valor previsto. Nesta situação o saldo do balanço energético seria positivo e o LCOH ficaria em US\$ 3,43/kg. Com o dimensionamento em 120% , verifica-se que o LCOH tem pouca influência do PLD o que a percepção de incertezas e torna o modelo de negócio mais atrativo. Por outro lado, a situação mais desfavorável seria o dimensionamento das usinas para atender a 50% da demanda de energia com o PLD a $+20\%$ gerando um LCOH de US\$ 4,76/kg. Nessa situação, metade da energia necessária deve ser comprada no MLE a um preço a ser negociado no momento da sua contratação. Esse preço de mercado, por sua vez, está relacionado ao equilíbrio entre oferta e demanda de energia, níveis dos reservatórios das hidrelétricas, condições hidrológicas futuras e taxa de juros. Ou seja, no longo prazo a energia a ser comprada no MLE é uma incógnita que pode variar positiva ou negativamente a depender de diversas outras variáveis. Depender mais dessa energia gera mais incerteza ao negócio e diminui a atratividade para o investidor.

²⁹ Embora o PLD tenha apresentado impacto insignificante no item 6.5, a variação do sobredimensionamento das usinas de energia tem efeito direto nos volumes de compra e venda de energia comercializada. Nesse cenário, a variação do PLD, que representa o preço unitário de comercialização de energia, é importante para avaliar qual o impacto no LCOH.

Figura 49 - LCOH calculado a partir da variação do PLD e da capacidade de geração própria - Cenário 1

		Dimensionamento das Usinas de Energia (%)							
		50,00%	60,00%	70,00%	80,00%	90,00%	100,00%	110,00%	120,00%
PLD (%)	-20%	\$3,97	\$3,86	\$3,75	\$3,68	\$3,65	\$3,59	\$3,54	\$3,51
	-10%	\$4,17	\$4,02	\$3,88	\$3,77	\$3,72	\$3,63	\$3,54	\$3,49
	0%	\$4,36	\$4,18	\$4,00	\$3,86	\$3,78	\$3,66	\$3,54	\$3,47
	+10%	\$4,56	\$4,34	\$4,12	\$3,95	\$3,85	\$3,70	\$3,55	\$3,45
	+20%	\$4,76	\$4,50	\$4,24	\$4,04	\$3,91	\$3,73	\$3,55	\$3,43

Fonte: Autor

Já nos resultados calculados para o Cenário 2 (Figura 50), o LCOH ficou em US\$ 3,28 na situação mais favorável, com fator de dimensionamento de 120 % e PLD em +20 %. Na situação oposta, com fator de dimensionamento de 50 % e PLD em +20 %, apresentou um valor de US\$ 4,60/kg.

Figura 50 - LCOH calculado a partir da variação do PLD e da capacidade de geração própria - Cenário 2

		Dimensionamento das Usinas de Energia (%)							
		50,00%	60,00%	70,00%	80,00%	90,00%	100,00%	110,00%	120,00%
PLD (%)	-20%	\$3,81	\$3,71	\$3,60	\$3,53	\$3,50	\$3,44	\$3,39	\$3,36
	-10%	\$4,01	\$3,87	\$3,73	\$3,62	\$3,57	\$3,48	\$3,39	\$3,34
	0%	\$4,21	\$4,03	\$3,85	\$3,71	\$3,63	\$3,51	\$3,39	\$3,32
	+10%	\$4,40	\$4,19	\$3,97	\$3,80	\$3,70	\$3,54	\$3,39	\$3,30
	+20%	\$4,60	\$4,34	\$4,09	\$3,89	\$3,76	\$3,58	\$3,40	\$3,28

Fonte: Autor

Embora o preço de produção do H₂V no Cenário 2 tenha apresentado valores mais atrativos em todos os casos para as mesmas combinações, verificou-se que o perfil de distribuição dos resultados foi exatamente o mesmo do Cenário 1.

A partir das simulações nos Cenários 1 e 2, pode-se concluir que quanto maior o fator de dimensionamento das usinas, mais assertiva será a precificação do LCOH para os próximos anos, pois o empreendimento irá depender relativamente menos da energia negociada no MLE e do PLD, cujo preço foi extremamente volátil nos últimos 23 anos, conforme apresentado anteriormente na Figura 43.

Por fim, é necessário destacar que o preço das linhas de transmissão não foi alterado nas simulações acima para nenhum caso. O preço base continuou o mesmo referente ao dimensionamento de 110 %, fator escolhido neste estudo para os demais cálculos. Na prática, as usinas que atendem a uma demanda entre 50 % e 100 % tendem exigir LTs com menor custo, enquanto usinas dimensionadas para 120 % tendem a ter maior custo. Isso significa que, em uma

análise mais detalhada, os LCOHs mais altos das duas figuras tendem a ser um pouco mais baixos, enquanto os LCOHs mais baixos tendem a ser um pouco mais altos do que os valores apresentados.

6.7 INDICADORES FINANCEIROS DO EMPREENDIMENTO

Esta seção tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica do projeto com base nos principais indicadores financeiros: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback. A análise considera diferentes cenários de produção e comercialização do hidrogênio, buscando identificar sob quais condições o empreendimento se mostra atrativo do ponto de vista do retorno sobre o investimento.

Sendo assim, o LCOH foi estimado para o primeiro ano³⁰ em US\$ 3,00/kg, US\$ 3,50/kg e US\$ 4,00/kg para os dois cenários visando analisar o comportamento dos indicadores e mostrar a partir de qual valor o preço de venda é viável tornando o empreendimento atrativo. As condições para aceitação dos resultados foram apresentadas na Tabela 12.

Para o primeiro caso do Cenário 1, em que o preço de venda do hidrogênio é de US\$ 3,00/kg, estimou-se o fluxo de caixa acumulado, cujo perfil está apresentado na Figura 51. Com este preço de venda, observou-se que o VPL é negativo, a TIR está abaixo da TMA definida (5 %) e o payback está acima do valor máximo definido (15 anos). Portanto considera-se este preço não atende a todos os critérios mínimos estabelecidos. Além disso, o preço de venda analisado está abaixo do mínimo sugerido na Tabela 16, o que fundamenta o resultado negativo dos indicadores.

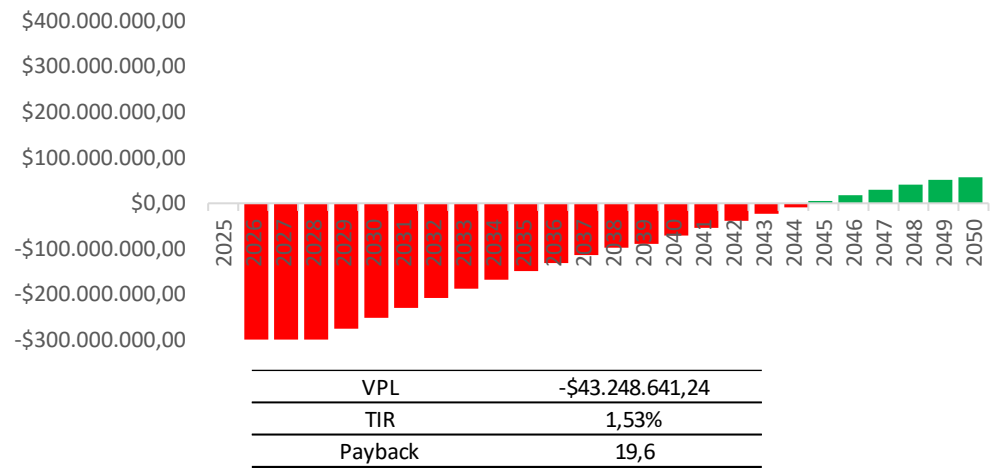
Para o segundo caso do Cenário 1, em que o preço de venda do hidrogênio é de US\$ 3,50/kg, estimou-se o fluxo de caixa acumulado, cujo perfil está apresentado na Figura 52. Observou-se que o VPL se torna positivo, por outro lado, a TIR ainda está um pouco abaixo da TMA definida (5 %) e o payback está levemente acima do valor máximo definido (15 anos), o que indica que o projeto não seria aprovado, conforme os critérios preestabelecidos.

Finalmente, para o terceiro caso do Cenário 1, o preço de venda do hidrogênio é de US\$ 4,00/kg, estimou-se fluxo de caixa acumulado, cujo perfil está

³⁰ O LCOH foi reajustado em 0,5 % a.a. para compensar os aumentos anuais dos custos operacionais do empreendimento ao longo de toda sua operação.

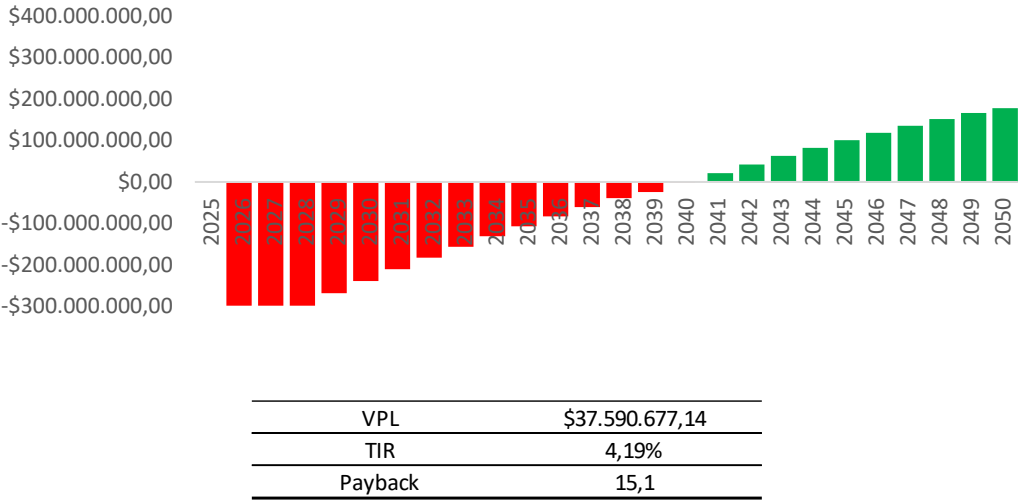
apresentado na Figura 53. Observou-se que o VPL permanece positivo, a TIR está acima do mínimo definido (5 %) e o payback está abaixo do período máximo definido (15 anos). Portanto, neste caso o empreendimento se justifica.

Figura 51 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 com preço de venda do H₂V a US\$ 3,00/kg



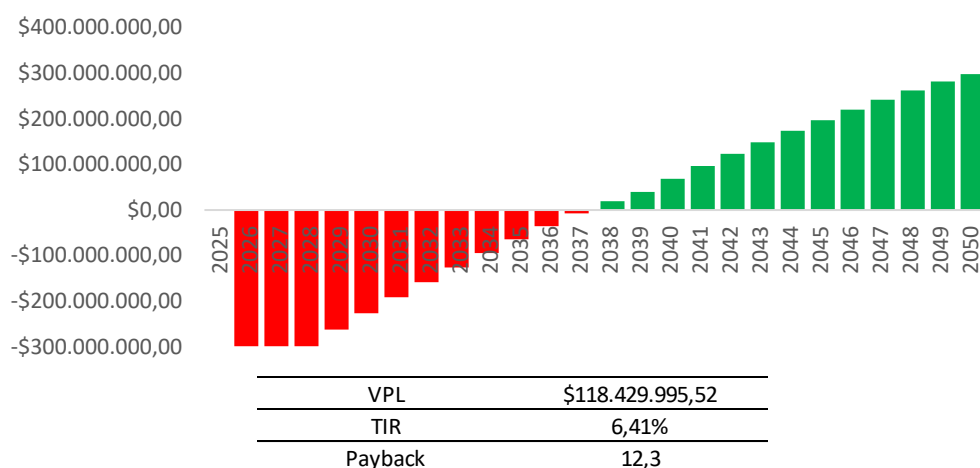
Fonte: Autor

Figura 52 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 com preço de venda do H₂V a US\$ 3,50/kg



Fonte: Autor

Figura 53 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 com preço de venda do H₂V a US\$ 4,00/kg



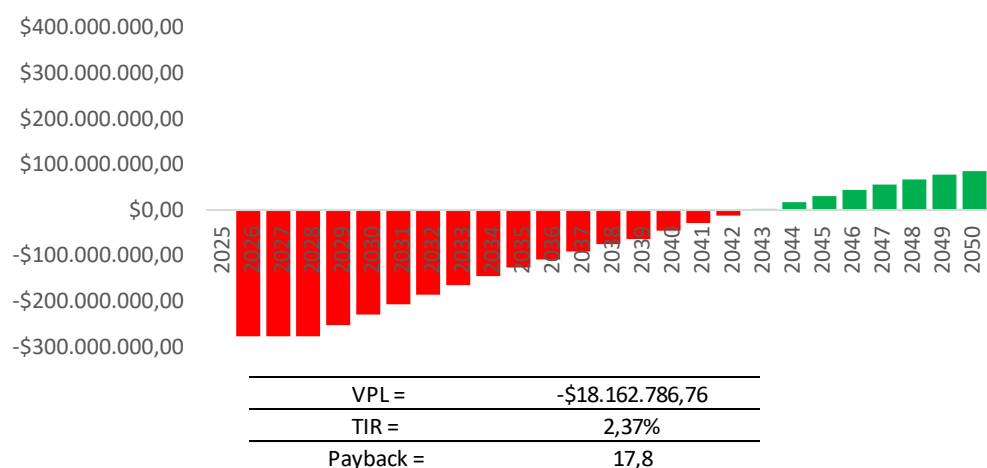
Fonte: Autor

Já para o primeiro caso do Cenário 2, em que o preço de venda do hidrogênio é de US\$ 3,00/kg, estimou-se o fluxo de caixa acumulado, cujo perfil está apresentado na Figura 54. Observou-se que, com este preço unitário, o VPL é negativo, a TIR está abaixo da TMA definida (5 %) e o payback está acima do valor definido (15 anos). Portanto considera-se este preço não atende a todos os critérios mínimos.

Para o segundo caso do Cenário 2, em que o preço de venda do hidrogênio é de US\$ 3,50/kg, estimou-se o fluxo de caixa acumulado, cujo perfil está apresentado na Figura 55, observou-se que o VPL se torna positivo, a TIR fica acima da TMA definida (5 %) e o payback, abaixo do valor máximo definido (15 anos). Esses resultados indicam que o negócio é viável e atrativo com este preço final e atende aos critérios preestabelecidos.

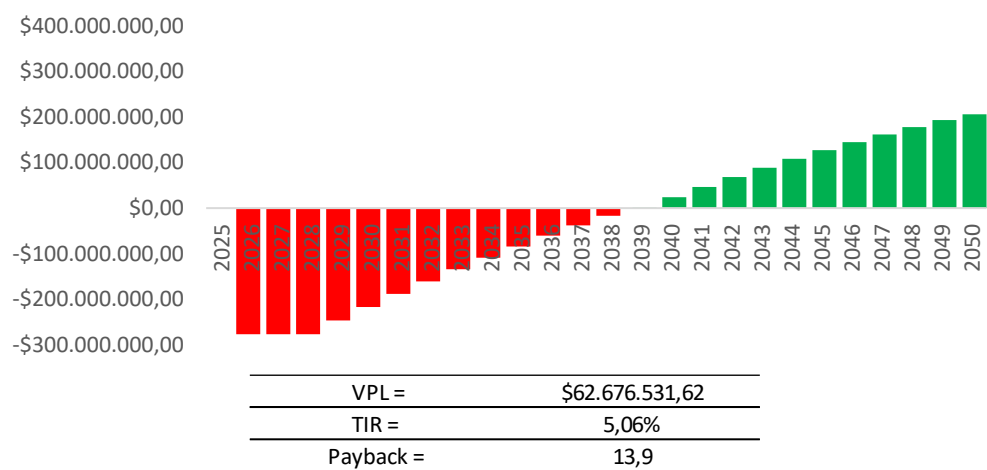
Por fim, para o terceiro caso do Cenário 2, em que o preço de venda do hidrogênio é de US\$ 4,00/kg, estimou-se o fluxo de caixa acumulado, cujo perfil está apresentado na Figura 56. Observou-se resultados são ainda melhores que o segundo caso em que o empreendimento já era viável e atrativo.

Figura 54 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 com preço de venda do H₂V a US\$ 3,00/kg



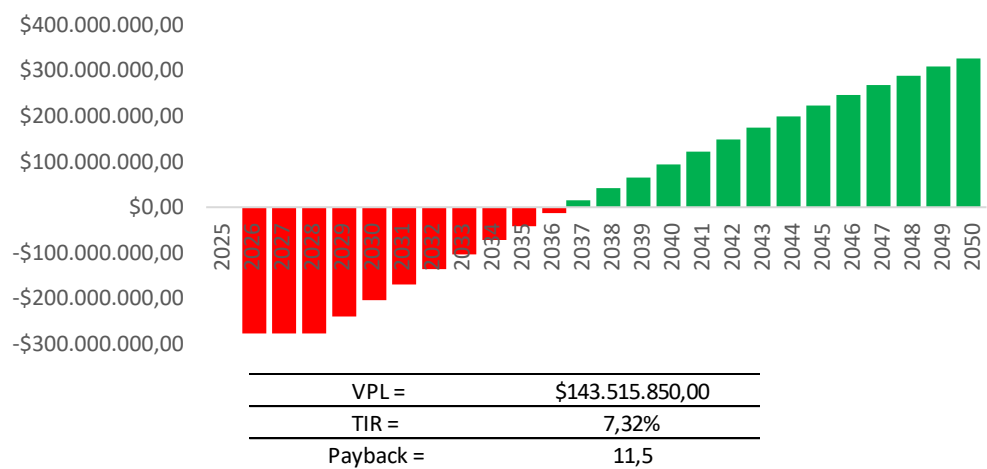
Fonte: Autor

Figura 55 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 com preço de venda do H₂V a US\$ 3,50/kg



Fonte: Autor

Figura 56 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 com preço de venda do H₂V a US\$ 4,00/kg



Fonte: Autor

O resumo dos indicadores financeiros de todos os casos estudados está apresentado na Tabela 19. Conforme se verifica, os resultados são viáveis para preço do hidrogênio verde em US\$ 4,00/kg no Cenário 1 (São Luís/MA) e a partir de US\$ 3,50/kg no Cenário 2 (Bacabeira/MA) conforme os critérios financeiros estabelecidos neste estudo de caso.

Tabela 19 - Resumo dos indicadores financeiros em função do preço de venda do H₂V

Indicadores	Cenário 1		
	U\$ 3,00/kg	U\$ 3,50/kg	U\$ 4,00/kg
VPL (US\$)	-43.248.641,24	37.590.677,14	118.429.995,52
TIR (%)	1,53	4,19	6,41
Payback (anos)	19,6	15,1	12,3
Conclusão:	Não atrativo	Não atrativo	Atrativo

Indicadores	Cenário 2		
	U\$ 3,00/kg	U\$ 3,50/kg	U\$ 4,00/kg
VPL (US\$)	-18.162.786,76	62.676.531,62	143.515.850,00
TIR (%)	2,37	5,06	7,32
Payback (anos)	17,8	13,9	11,5
Conclusão:	Não atrativo	Atrativo	Atrativo

Fonte: Autor.

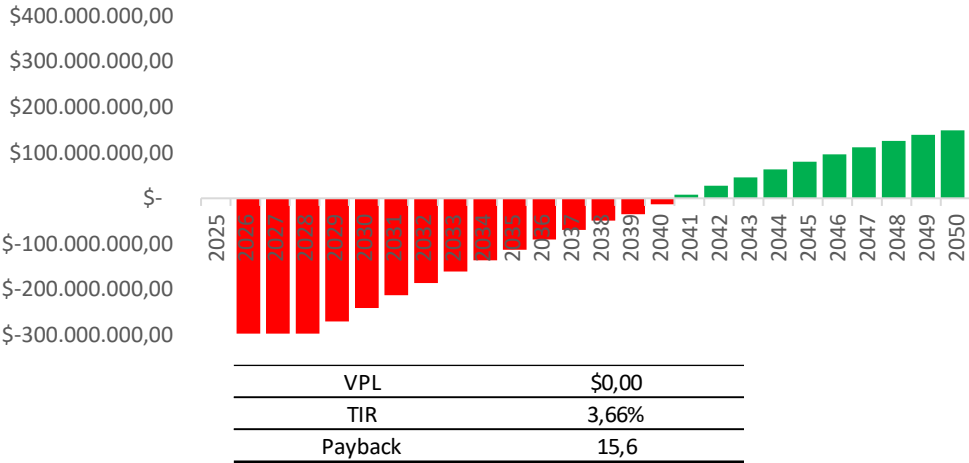
Por fim, avaliou-se o comportamento dos indicadores com o preço de custo, estimado no item 6.2, do hidrogênio produzido.

No Cenário 1, adotou-se como preço de venda do hidrogênio o mesmo valor do seu custo de produção (US\$ 3,54/kg). Com base nessa premissa, verificou-se que a taxa de desconto em que o Valor Presente Líquido (VPL) se iguala a zero é de 3,66 %, valor que representa a Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima para que o empreendimento seja economicamente neutro, ou seja, sem lucro ou prejuízo para o investidor. Considerando esses parâmetros, o período de retorno do investimento (*payback*) foi estimado em 15,6 anos. Os resultados detalhados encontram-se na Tabela 21.

Já no Cenário 2, também se adotou a mesma metodologia igualando-se o preço de venda do hidrogênio o seu custo de produção (US\$ 3,39/kg). Com base nessa premissa, verificou-se que a taxa de desconto em que o Valor Presente Líquido (VPL) se iguala a zero é de 3,77 %, valor que representa a Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima para que o empreendimento seja economicamente

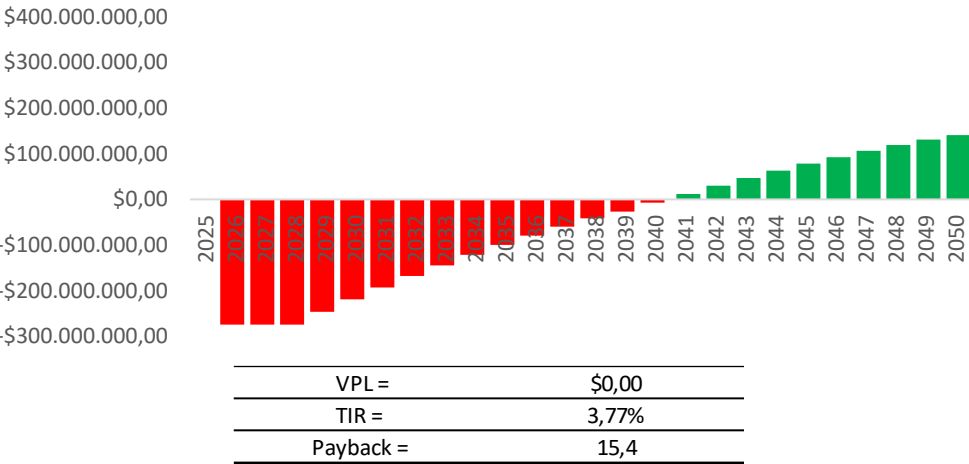
neutro, ou seja, sem lucro ou prejuízo para o investidor. Considerando esses parâmetros, o período de retorno do investimento (*payback*) foi estimado em 15,4 anos. Os resultados detalhados encontram-se na Tabela 21.

Tabela 20 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 1 - preço de venda do H2V igualado ao preço de custo (U\$ 3,54/kg)



Fonte: Autor.

Tabela 21 - Fluxo de caixa acumulado do Cenário 2 - preço de venda do H2V igualado ao preço de custo (U\$ 3,39/kg)



Fonte: Autor.

Conforme esta avaliação, pode-se concluir que a TIR mínima de 5 % e o *payback* máximo de 15 anos, exigidos neste estudo como critérios de aprovação (Tabela 12), ainda são bem conservadores visto que estão muito próximos do mínimo necessário para que o empreendimento não resulte em prejuízo para o investidor.

6.8 COMPARAÇÃO COM A LITERATURA

De acordo com os resultados da metodologia aplicada, os LCOHs obtidos para São Luís e Bacabeira mostram-se bastante competitivos frente à média da literatura investigada (Tabela 4), situando-se abaixo de diversos estudos internacionais, tais como Reino Unido, Grécia, e dentro da faixa observada nos locais com condições mais favoráveis, tais como Portugal e Alemanha.

Ademais, os valores de LCOH obtidos para os dois municípios maranhenses, considerando o ano de referência de 2025, apresentam-se equivalentes às projeções estimadas para 2030 em países como Austrália, Marrocos, Colômbia e Chile (Tabela 4). Tal resultado indica que o Estado do Maranhão demonstra potencial para antecipar em até cinco anos a competitividade no custo de produção do hidrogênio em comparação a essas nações.

Tais resultados podem ser atribuídos à sinergia entre a escolha de locais com altos índices médios anuais de irradiação solar e velocidade do vento; a utilização de fontes renováveis em grande escala; a utilização de eletrolisador alcalino, mais maduro, economicamente acessível; e às receitas acessórias geradas especialmente pela venda de energia no MLE.

7. CONCLUSÕES

Este estudo abordou a avaliação multicriteriosa da viabilidade técnico-econômica do potencial do Maranhão na produção de hidrogênio verde adotando-se como referência uma planta de produção de hidrogênio com capacidade instalada de 90 MW de eletrolisadores alcalinos que consomem 699,24 GWh/ano de energia verde e produzem 13.365 t/ano de H₂V. O estudo considerou como premissa uma escala temporal de 25 anos de análise, sendo 3 de construção e 22 de operação. Foram considerados dois cenários-base para esta avaliação: captação de água marinha, no litoral, e captação de água fluvial, no interior do Estado.

Verificou-se que o Maranhão se destaca no cenário nordestino no aspecto hídrico, por ter um saldo anual entre precipitação e evaporação positivo e ainda por ter rios perenes em todo o ano, fato que fornece mais opções de localização para implantação de usinas de geração de hidrogênio com a captação de água fluvial. Nesse aspecto, constatou-se que o posicionamento da usina de hidrogênio na ZPE do município de Bacabeira/MA foi a melhor opção no Estado, visto que essa cidade é atravessada pelo Rio Itapecuru. De todas as estações hidrometeorológicas investigadas neste estudo, este rio apresentou a segunda maior vazão de referência (Q90) adotada pela SEMA para outorgar o uso de recursos hídricos. Conclui-se que a implantação de uma usina neste município demanda 0,016 m³/s, representando apenas 0,05 % do total disponível e não gera impactos significativos na oferta de água às demais atividades. Além disso, a ZPE de Bacabeira gera diversos benefícios tributários, fiscais, além de outros incentivos, na importação de insumos para a produção do hidrogênio que contribuem para a redução do custo do hidrogênio.

Com relação à captação marinha, verificou-se que na capital do Estado é a melhor opção para instalação de uma usina de hidrogênio, especialmente pela proximidade do porto do Itaqui que melhora a logística de transporte do combustível e é referência no cenário nacional e internacional.

O estudo demonstrou que a instalação de uma usina fotovoltaica no município de Timom/MA, com potência instalada de 197,9 MWp e uma usina eólica no município de Paulino Neves, com potência instalada de 83,6 MW, são capazes de atender a 110 % da demanda de energia necessária para a operação

do empreendimento. No entanto, devido à sazonalidade anual não-complementar destas duas fontes, o pico de geração se concentra no segundo semestre do ano, especialmente da eólica, ocasionando um *déficit* no primeiro e, por esse motivo, foi necessário considerar a compra de energia no Mercado Livre. Com essa configuração, obteve-se o seguinte perfil de abastecimento de energia: a usina fotovoltaica forneceu 42,7 % da energia; a eólica, 43,5 %; e o mercado livre, 13,8 %. O LCOE, considerando todos os custos de implantação e operacionais das usinas, foi de US\$ 28,80/MWh.

Analisando o uso das duas usinas de geração própria, verificou-se que, se, por um lado, a usina de energia eólica contribui para a redução do LCOE global (US\$ 25,49/MWh), por outro, representa uma dependência maior do PLD, devido à sua alta sazonalidade. Já a energia fotovoltaica contribui para uma oferta mensal de energia mais constante, mas é uma fonte mais cara (US\$ 27,64/MWh).

Constatou-se ainda que a instalação dessas usinas eleva a participação das fontes renováveis na matriz elétrica maranhense de 41,77 % para 45,15 %. Enquanto a fonte fotovoltaica foi a mais significativa, saltando de 0,9 % para 4,08 %, a eólica teve um discreto aumento de 9,32 % para 10,50 %.

Além disso, a partir do detalhamento de todos os custos do projeto e do estabelecimento de premissas financeiras, conclui-se que: em São Luís (Cenário 1), o LCOH estimado foi de US\$ 3,54/kg_{H2V}, enquanto em Bacabeira/MA (Cenário 2), foi de US\$ 3,39/kg_{H2V}. Embora a instalação da planta dentro da ZPE seja a melhor opção, do ponto de vista de preço de venda, provocou uma tímida redução de apenas 4,3 % em relação ao Cenário 1, já a mais de quatro quintos dos custos do empreendimento estão fora dessa área não recebem os devidos benefícios.

Através do detalhamento das componentes do LCOH, foi possível constatar que a energia correspondeu a aproximadamente 83,5 % do custo de produção do hidrogênio. Com a redução gradativa ao longo dos próximos anos, este insumo tende a reduzir significativamente o preço do H₂V no futuro.

Com o modelo matemático utilizado, foi possível verificar qual componente tem maior capacidade de alterar o LCOH. No Cenário 1, verificou-se que a maior sensibilidade do LCOH ocorre com a variação da taxa de juros. Neste caso, o preço do quilograma de hidrogênio produzido aumentaria em 7,19 %, caso a taxa de juros aumentasse em 20 % do que foi estimado em todo o projeto. Já no Cenário 2, a componente que mais sensibilizou o LCOH foi a energia

fotovoltaica. Assim, o preço do hidrogênio aumentaria em 7,5 % se todos os custos da usina fotovoltaica aumentassem em 20 %.

Ademais, o modelo de implementação dos cálculos possibilitou avaliar a combinação da variação do fator de dimensionamento das usinas com o PLD em 80 situações diferentes que simularam a variação da produção de energia das usinas próprias e o PLD no mercado de energia. Os resultados indicaram que, se as usinas forem dimensionadas para atender 110 % da demanda no primeiro ano, a variação do PLD tem pouca influência no LCOH ao longo do projeto. No entanto, à medida que esse fator se afasta positiva ou negativamente dos 110 %, o LCOH fica cada vez mais sensível ao PLD.

Os resultados indicam que a comercialização do hidrogênio, nas condições do Cenário 1 (entre US\$ 3,00/kg e US\$ 3,50/kg) e do Cenário 2 (em US\$ 3,00/kg), não foram considerados atrativos pois não atenderam aos critérios financeiros deste estudo ($VPL > 0$, $TIR > 5\%$ e *payback* < 15 anos). No entanto, a atratividade do empreendimento é observada, a partir de um preço de venda de US\$ 4,00/kg no Cenário 1 e US\$ 3,50/kg no Cenário 2, com valores que asseguram retorno financeiro compatível com os critérios adotados para viabilidade econômica.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Durante o desenvolvimento deste estudo, identificaram-se algumas frentes que podem ser aprofundadas em pesquisas futuras, com potencial para ampliar a compreensão sobre a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde no Maranhão:

- Realizar a análise do custo de armazenamento do produto em forma de hidrogênio ou em forma de amônia na planta e verificar em qual forma ocorre a maior viabilidade técnica e financeira para os mercados internacional e doméstico.
- Realizar o estudo do LCOH para o caso em que o produtor não está conectado ao SIN e tem autoprodução de energia de fonte renovável.
- Realizar o cálculo do LCOH para uma fonte de energia elétrica exclusivamente eólica conectada ao SIN, considerando os posicionamentos da usina em outros locais que diminuam custos com linhas de transmissão e fator de dimensionamento ótimo da usina.

- Realizar o cálculo do LCOH para uma fonte de energia elétrica exclusivamente fotovoltaica conectada ao SIN, considerando os posicionamentos da usina em outros locais do Estado e analisando fator de dimensionamento ótimo da usina.

BRASIL. Casa Civil. **Decreto nº 5.163, 30 de julho de 2004**, Brasília, DF: Casa Civil, 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**, Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>.

BRASIL. Ministério de Estado de Minas e Energia. **Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022**, Brasília, DF: Ministério de Estado de Minas e Energia, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>>.

CALADO, G.; CASTRO, R. Applied Sciences. **Assessment of hydrogen-based solutions associated to offshore wind farms: The case of the Iberian Peninsula**, Vol. 11, n. Ed. nº 12, 16 Junho 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual para Certificação de Hidrogênio**, Brasília, DF, 2023 Junho 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Manual%20para%20a%20Certifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20Hidrog%C3%AAnio%20REV1.1.docx/3b73a55e-3ed3-aeb1-8c92-e6d9c6b8a8d2>>.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Dados e Análises. **Consumo de Energia no SIN**, Brasília, DF, 29 Agosto 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/consumo>>.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Portal da CCEE. **Portal de Preços**, 17 janeiro 2025. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>>.

CANADIAN. **Data Sheet - Super High Power Poly Perc Module**, 03 março 2025. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-P_EN.pdf>.

CAVALIERE, P. **Water Electrolysis for Hydrogen Production**. Lecce: y Springer Nature Switzerland AG, 2023. ISBN ISBN 978-3-031-37780-8.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Hidrogênio Sustentável - Perspectivas e Potencial para a indústria brasileira**. Brasília, DF: [s.n.], 2022. 137 p. ISBN ISBN 978-65-86075-53-3.

CRESESB. Potencial Solar - SunData v 3.0. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica**, 24 Dezembro 2024. Disponível em: <<https://cresesb.cepel.br/index.php#data>>.

EL-SHAFIE, M. **Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review**. Institutes of Innovation for Future Society, Nagoya University. Nagoya. 2023.

EMAP. **Infraestrutura do Porto do Itaqui**, 2024. Disponível em: <<https://www.portodoitaqui.com/porto-do-itaqui/infraestrutura#:~:text=O%20Porto%20do%20Itaqui%20tem,VLI%2C%20com%20892km%20de%20extens%C3%A3o%2C>>. Acesso em: 08 Agosto 2024.

EMAP. Relatório de Movimentação de Cargas 2001 a 2024, 7 Julho 2025. Disponível em: <<https://www.portodoitaqui.com/porto-do-itaqui/operacoes-portuarias/movimentacao-de-carga>>. Acesso em: 4 Julho 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio, Brasília, DF, 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogeno%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogeno%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf)>. Acesso em: 24 julho 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão, Brasília, DF, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Custos%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20Transmiss%C3%A3o_PDE2034_2024.09.06.pdf>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Portal da EPE. **Acompanhamento de Medições Anemométricas**, 24 Dezembro 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-ama>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Caderno de Preços de Geração - 2021, Brasília, DF, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePre%C3%A7osdeGera%C3%A7%C3%A3o_r0.pdf>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica. Estudos do Sistema de Transmissão. Custo da TUST - Análise de Sensibilidade, Brasília, 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-560/EPE-DEE-NT-014-2021-rev0_05fev21_\(C%C3%A1lculos%20da%20TUST%20-%20sensibilidade\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-560/EPE-DEE-NT-014-2021-rev0_05fev21_(C%C3%A1lculos%20da%20TUST%20-%20sensibilidade).pdf)>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Dashboard de Energia Solar**: geração centralizada e distribuída no Brasil, Brasília, 20 Outubro 2024. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/arccgisportal/apps/dashboards/a1efe5a51da24e5aba11926861bb84d7>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica: Ano Base 2023, 2024. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#Apresenta%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em: 20 Outubro 2024.

EQUATORIAL MARANHÃO. EOSOLAR. **Plataforma Interativa de Energias Renováveis**, 2024. Disponível em: <<https://eosolar.equatorialenergia.com.br/#>>.

FERREIRA, M. A. **Utilização de Fontes de Energia Renováveis para a Produção de Hidrogênio**. Instituto Politécnico de Coimbra. Coimbra, p. 118. 2022.

FRAUNHOFER. **Cost forecast for low-temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for pem and alkaline water electrolysis systems**. Boston. 2021.

GEORGOPOULOS, G. et al. Active trading and regulatory incentives lower the levelized cost of green hydrogen in Greece. **A Nature Portfolio journal**, 14 maio 2025. 14. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s43247-025-02349-3>>.

GOLDMEER, J. Power to Gas: Hydrogen for Power Generation. **GE Power**, Fevereiro 2019. 19.

GOMES NETO, E. H. Armazenamento de Hidrogênio. **Ambiente Brasil**, 2024. Disponível em: <https://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/celula_combustivel/armazenamento_de_hidrogenio.html>. Acesso em: 24 Julho 2024.

GOMES, J. Revista da Ciência Elementar. **Eletrólise da água na obtenção de hidrogênio: o ressurgimento de uma tecnologia**, V. 10, Ed. nº 2., Junho 2022.

GOVERNO DO MARANHÃO. Portal do Governo do Maranhão. **Segundo dia do Simpósio Internacional sobre a Nova Rota da Seda da China destaca oportunidades de incremento para a economia do Maranhão**, 12 Julho 2022. Disponível em: <<https://www.ma.gov.br/noticias/segundo-dia-do-simposio-internacional-sobre-a-nova-rota-da-seda-da-china-destaca-oportunidades-de-incremento-para-a-economia-do-maranhao>>.

GOVERNO DO MARANHÃO. Aprovada a criação da Zona de Processamento de Exportação (ZPE) em Bacabeira. **Portal do Governo do Maranhão**, 23 maio 2024. Disponível em: <<https://www.ma.gov.br/noticias/aprovada-a-criacao-da-zona-de-processamento-de-exportacao-zpe-em-bacabeira#:~:text=A%20aprova%C3%A7%C3%A3o%20da%20ZPE%20para,produtos%20que%20ter%C3%A3o%20isen%C3%A7%C3%A3o%20fiscal.>>.

GREEN HYDROGEN SYSTEMS. **HyProvide X-Series**, 13 Dezembro 2024. Disponível em: <<https://www.greenhydrogensystems.com/electrolysers/hyprovide-x-series-6mw-modular-electrolyser>>.

GRUPO DE PESQUISAS EM RECURSOS HÍDRICOS. **Softwares**, 2009.
Disponível em: <<https://www.gprh.ufv.br/index.php?area=softwares>>.

GURGEL, J. B. S. et al. Avaliação da qualidade da água de dessalinizadores no semiárido do Ceará, Brasil. **Águas Subterrâneas**, v. 4, n. 1, n. e-30266, 2024.

HILL, S. J. P. et al. The cost of clean hydrogen from offshore wind and electrolysis. **Journal of Cleaner Production**, London, 445, 15 março 2024. 15.
Disponível em:
<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652624006097#sec2>>.

IBERDROLA. Amônia verde: a revolução sustentável na indústria química. **Iberdrola**, 2024. Disponível em: <<https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/hidrogenio-verde/amonia-verde>>. Acesso em: 24 julho 2024.

IDELFONSO, L. F. N.; MARTINS NETO, J. H. Avaliação Técnica e Econômica de Diferentes Arranjos para Geração de Hidrogênio Verde. **X Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 27 Maio 2024. 10.

IMESC. **Relatório Técnico de Limnologia do Zoneamento Ecológico Econômico do Estado do Maranhão (ZEE) - Etapa Bioma Amazônico**. São Luís: [s.n.], 2019. 236 p.

IMESC. **Boletim de Conjuntura Econômica Maranhense, V.12, nº 2**. IMESC. [S.l.]. 2024. (2595-2234).

INDUSTRIA BRASILEIRA DE GASES. **Contrato de fornecimento de oxigênio líquido, aluguel/cessão de equipamentos e assistência técnica**. São Paulo. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Portal da International Energy Agency. **Electricity 2025 - Emissions**, 2025 março 2025. Disponível em:
<<https://www.iea.org/reports/electricity-2025/emissions>>.

IRENA. Innovation trends in electrolyzers for hydrogen production, Maio 2022.
Disponível em:
<https://link.epo.org/web/patent_insight_report_innovation_trends_for_electrolyzers_in_hydrogen_production_en.pdf>.

IRENA. International Cooperation to Accelerate Green Hydrogen Deployment, 2024. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Apr/IRENA_CF_Green_hydrogen_deployment_2024.pdf>.

JAEGER, P.; SALGADO, T. **Desalinización de Agua de Mar y Reutilización de Aguas de Desecho para la Producción de Hidrógeno Verde y Derivados en Chile**. Santiago. 2023.

JUNQUEIRA, C. T. et al. Estruturação de conceitos e ferramentas para formatação de um mercado de descarbonização no setor eletroenergético brasileiro. **Revista Observatório de La Economia Latino Americana**, Curitiba, v.22, n. 2, 2024. 01-22.

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

KÖSTLBACHER, J. et al. Application of an electrolysis system model for techno-economic optimization of hydrogen production in industry-based case studies. **International Journal of Hydrogen Energy**, 9 maio 2025. 19.

LIMA, A. C. O. **Hidrogênio Verde: Principais Perspectivas do Cenário Energético no Nordeste Brasileiro**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 63. 2023.

LIMA, M. M. et al. O potencial dos fontes renováveis de energia elétrica no Maranhão. **Research, Society and Development**, v. 12, n. n. 7, 28 Julho 2023. 11.

LOPES, J. S. G. **Mercado Livre de Energia - Uma análise das recentes alterações regulamentárias no setor elétrico brasileiro**. Instituto Federal da Paraíba. João Pessoa, p. 52. 2023.

MARANHÃO. Conselho Estadual de Recursos Hídricos do Maranhão. **Resolução nº 57 de 23 de maio de 2019**, São Luís, MA: Secretaria de Meio Ambiente, 23 maio 2019.

MARANHÃO. Secretaria de Estado de Planejamento e Orçamento. **Plano Estratégico de Longo Prazo Maranhão 2050**, São Luís-MA: Secretaria de Estado de Planejamento e Orçamento, 2024. Acesso em: 31 janeiro 2025.

MAUAD, F. F.; FERREIRA, L. C.; TRINDADE, T. C. G. **Energia Renovável do Brasil: análise das principais fontes energéticas brasileiras**. São Carlos, p. 349. 2017.

MELO, V. G. M. L. D. **Distribuições de probabilidades de velocidade do vento e avaliação do potencial de energia eólica**. Universidade de São Paulo, Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz". Piracicaba. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **BEN 2024 - Relatório Síntese 2023**. Brasília: [s.n.], 2024. 71 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_Síntese_2024_PT.pdf>. Acesso em: 27 Agosto 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Resenha Energética Brasileira, Edição 2024**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 40. 2024.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Portal do Ministério do Meio Ambiente. **Acordo de Paris**, 2024. Disponível em: <<https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html#:~:text=No%20que%20diz%20respeito%20ao,adapta%C3%A7%C3%A3o%20em%20pa%C3%ADses%20em%20desenvolvimento.>>>. Acesso em: 21 Julho 2024.

NOGUEIRA, T.; SOUTO, H. O Hidrogênio como Vetor do Futuro. **Neutro a Terra**, 2022. 47-53.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Geração de Energia, 28 Janeiro 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>.

PEREIRA, L. I. A expansão de projetos eólicos no Brasil. **GeoNordeste**, Ano XXXV, n. n. 1, 10 Agosto 2024. 89-107.

PEREIRA, L. I.; VITAL, M. M.; FONSECA, R. O. D. Impactos territoriais e a instalação de projetos eólicos na comunidade tradicional pesqueira de Enxu Queimado (Pedra Grande/RN): transição energética ou uma nova fronteira para a acumulação do capital? **Núcleo de Estudos, Pesquisas e Projetos de Reforma Agrária**, v. 27, n. 3, 17 julho 2024.

PINHEIRO, F. P. **Avaliação Técnico Financeira de Produção do Hidrogênio a partir da planta eólica e solar usando correlação temporal horária**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza. 2023.

PONTES, D. I. S. D. Da proximidade geográfica ao cluster inovativo: um estudo sobre o modelo brasileiro de zona de processamento de exportação. **Revista Gestão e Desenvolvimento**, v. 15, n.1, Junho 2018. 79-103.

PORTAL SOLAR. Efeito fotoelétrico x efeito fotovoltaico: quais as diferenças? **Portal Solar**, 28 Agosto 2024. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/efeito-fotoeletrico-efeito-fotovoltaico>>.

RESEARCH XP. Mercado Livre de Energia: O que é e quando vai ser acessível para todos? **Research XP**, 12 Abril 2023. Disponível em: <<https://conteudos.xpi.com.br/acoes/relatorios/mercado-de-energia/>>.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE. Hydrogen Reality Check: Distilling Green Hydrogen's Water Consumption, 23 Agosto 2023. Disponível em: <<https://rmi.org/hydrogen-reality-check-distilling-green-hydrogens-water-consumption/>>.

RODRIGUES, R. F. **A importância do Porto do Itaqui como Hub de combustíveis aos Estados do Maranhão, Tocantins e Piauí**. Universidade Federal do Maranhão. [S.I.]. 2024.

SAGRIMA. Bacias Hidrográficas, 22 Outubro 2024. Disponível em: <<https://sigite.sagrima.ma.gov.br/mapa-tematico-leste/bacias-hidrograficas/>>.

SAMANEZ, C. P. **Matemática Financeira**. 5ª. ed. [S.I.]: Pearson Universidades, 2010. 304 p. ISBN ISBN-10.

SANTOS, B. F. S. D. et al. Osmose Reversa no Tratamento de Água para o Consumo Humano: Revisão Sistemática. **Revista de Ciência e Tecnologia**, V. 9, 2023. 23.

SANTOS, W. V. D. S.; CORREIA, P. M. A. R. **A matriz energética brasileira, sua transição e o objetivo de desenvolvimento sustentável 7 da agenda 2030 da ONU**. Universidade de Coimbra. Coimbra, p. 23. 2023.

SECRETARIA DE MEIO AMBIENTE. **H2V Atlas Bahia**. Salvador, BA: Secretaria de Meio Ambiente. 2023.

SEDEPE. **ZPE Bacabeira**: O caminho da Nova Industrialização do Maranhão, 19 Novembro 2024. Disponível em: <<https://www.abrazpe.org.br/wp-content/uploads/2024/07/APRESENTACAO-ZPE-BACABEIRA-12.07.2024.pdf>>.

SEDEPE. ZPE-MA: O desenvolvimento do Maranhão passa por aqui. **Portal da SEDEPE**, 19 novembro 2024. Disponível em: <https://sedepe.ma.gov.br/uploads/sepe/docs/ZPE-MA_-_Folder_Informativo.pdf>.

SERENA. Quem Somos. **Portal Serena S.A**, 06 Outubro 2024. Disponível em: <<https://srna.co/quem-somos/>>.

SIEMENS GAMESA. Data Sheet - SG 4.4-164, Building America's energy future, 1 março 2025. Disponível em: <<https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/onshore/wind-turbine-sg-4-4-164.html>>.

SILVA, I. E. D. **Modelos para produção de Hidrogênio a partir de duas rotas: Reator a membrana e eletrolisadores PEM**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, p. 75. 2024.

SILVA, J. I. G. D. et al. Eletrólise da água: desafios e avanços em catalisadores para produção de hidrogênio verde. **Revista Observatório de La Economia Latino Americana**, 8 Agosto 2024. 19. Disponível em: <<https://ojs.observatoriolatinoamericano.com/ojs/index.php/olel/article/view/6452/4122>>.

SIMON, A. J.; DAILY, R. G.; WHITE, R. G. **Hydrogen and Water: An Engineering, Economic and Environmental Analysis**. Lawrence Livermore National Laboratory. [S.l.], p. 26. 2010.

SOUSA, M. S. D. S. **Potencial do Ceará para obtenção do hidrogênio verde via eletrólise da água residual através da energia eólica**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza. 2022.

STATISTA. Projected annual inflation rate in the United States from 2010 to 2029, 24 Dezembro 2024. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/244983/projected-inflation-rate-in-the-united-states/>>.

STATISTA. Forecasted harmonized index of consumer prices (HICP) inflation rate for the Eurozone from 2024 to 2026, by different economic forecasters, 10 janeiro 2025. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/1440325/forecasts-inflation-hicp-rate-european-union/>>.

STRAGUETO, K. M. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 147. 2016.

SULEMAN, F.; DINCER, I.; AGELIN-CHAAB, M. Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options. **International Journal of Hydrogen Energy**, Abril 2015. 6976-6987. Disponível em: <<https://sci-hub.se/10.1016/j.ijhydene.2015.03.123>>.

URSÚA, A. Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. **Proceedings of the IEEE**, Vol. 100, n. No. 2, Fevereiro 2012.

VIDAS, L.; CASTRO, R. Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis. **Applied Science**, 1 Dezembro 2021.

YATES, J. et al. Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen. **Cell Reports Physical Science**, v. 1, n. n. 100209, 2020.

ZHANG, D.; ZENG, K. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen. **Progress in Energy and Combustion Science**, 12 Março 2011. 307-326.

APÊNDICE I - DETALHAMENTO DE CUSTOS - CENÁRIO 1

AVALIAÇÃO DOS CUSTOS POR CATEGORIA (R\$) - CENÁRIO 1							
<u>Eletrolisadores</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação (R\$)	R\$ 558.981.000,00	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 558.981.000,00	68,26%	
Custo de O&M da usina com eletrolisadores alcalinos (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 163.641.456,00	62,97%	R\$ 163.641.456,00	19,98%	
Custo de troca de pilhas alcalinas (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 96.237.581,56	37,03%	R\$ 96.237.581,56	11,75%	
Total:	R\$ 558.981.000,00		Total: R\$ 259.879.037,56		Total: R\$ 818.860.037,56		
<u>Energia Fotovoltaica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da usina fotovoltaica (R\$)	R\$ 593.460.000,00	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 593.460.000,00	40,01%	
Custo de O&M da usina fotovoltaica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 826.887.600,00	92,94%	R\$ 826.887.600,00	55,75%	
Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão da Carga (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 62.798.898,98	7,06%	R\$ 62.798.898,98	4,23%	
Total:	R\$ 593.460.000,00		Total: R\$ 889.686.498,98		Total: R\$ 1.483.146.498,98		
<u>Energia Eólica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da usina eólica (R\$)	R\$ 359.480.000,00	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 359.480.000,00	39,87%	
Custo de O&M da usina eólica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 478.192.000,00	88,19%	R\$ 478.192.000,00	53,03%	
Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão da Carga (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 64.037.470,74	11,81%	R\$ 64.037.470,74	7,10%	
Total:	R\$ 359.480.000,00		Total: R\$ 542.229.470,74		Total: R\$ 901.709.470,74		
<u>Linhas de Transmissão Fotovoltaica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da LT fotovoltaica (R\$)	R\$ 42.241.023,34	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 42.241.023,34	39,96%	
Custo de O&M da LT fotovoltaica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 63.471.361,67	100,00%	R\$ 63.471.361,67	60,04%	
Total:	R\$ 42.241.023,34		Total: R\$ 63.471.361,67		Total: R\$ 105.712.385,01		
<u>Linhas de Transmissão Eólica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da LT eólica (R\$)	R\$ 236.549.730,69	560,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 236.549.730,69	39,96%	
Custo de O&M da LT eólica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 355.439.625,34	560,00%	R\$ 355.439.625,34	60,04%	
Total:	R\$ 236.549.730,69		Total: R\$ 355.439.625,34		Total: R\$ 591.989.356,03		
<u>Energia do Mercado Livre</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Compra de energia no MLE	R\$ -	0,00%	R\$ 687.618.717,07	97,13%	R\$ 687.618.717,07	97,13%	
Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão da Carga (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 20.337.415,69	2,87%	R\$ 20.337.415,69	2,87%	
Total:	R\$ -		Total: R\$ 707.956.132,77		Total: R\$ 707.956.132,77		
<u>Usina de Dessalinização</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da usina de dessalinização (R\$)	R\$ 1.451.520,00	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 1.451.520,00	60,23%	
Custo de O&M da usina de dessalinização (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 958.318,59	100,00%	R\$ 958.318,59	39,77%	
Total:	R\$ 1.451.520,00		Total: R\$ 958.318,59		Total: R\$ 2.409.838,59		
<u>Preços Globais</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Eletrolisadores	R\$ 558.981.000,00	31,19%	R\$ 259.879.037,56	9,22%	R\$ 818.860.037,56	17,76%	
Geração Fotovoltaica	R\$ 593.460.000,00	33,11%	R\$ 889.686.498,98	31,55%	R\$ 1.483.146.498,98	32,16%	
Geração Eólica	R\$ 359.480.000,00	20,06%	R\$ 542.229.470,74	19,23%	R\$ 901.709.470,74	19,55%	
Transmissão Fotovoltaica	R\$ 42.241.023,34	2,36%	R\$ 63.471.361,67	2,25%	R\$ 105.712.385,01	2,29%	
Transmissão Eólica	R\$ 236.549.730,69	13,20%	R\$ 355.439.625,34	12,61%	R\$ 591.989.356,03	12,84%	
Compra Mercado Livre	R\$ -	0,00%	R\$ 707.956.132,77	25,11%	R\$ 707.956.132,77	15,35%	
Dessalinização	R\$ 1.451.520,00	0,08%	R\$ 958.318,59	0,03%	R\$ 2.409.838,59	0,05%	
Total	R\$ 1.792.163.274,03		R\$ 2.819.620.445,64		R\$ 4.611.783.719,68		

Fonte: Autor.

APÊNDICE II - DETALHAMENTO DE CUSTOS - CENÁRIO 2

AVALIAÇÃO DOS CUSTOS POR CATEGORIA (R\$) - CENÁRIO 2							
<u>Eletrolisadores</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação (R\$)	R\$ 428.552.100,00	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 428.552.100,00	64,59%	
Custo de O&M da usina com eletrolisadores alcalinos (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 163.641.456,00	69,66%	R\$ 163.641.456,00	24,66%	
Custo de troca de pilhas alcalinas (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 71.287.097,45	30,34%	R\$ 71.287.097,45	10,74%	
Total:	R\$ 428.552.100,00		Total: R\$ 234.928.553,45		Total: R\$ 663.480.653,45		
<u>Geração Fotovoltaica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da usina fotovoltaica (R\$)	R\$ 593.460.000,00	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 593.460.000,00	40,01%	
Custo de O&M da usina fotovoltaica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 826.887.600,00	92,94%	R\$ 826.887.600,00	55,75%	
Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão da Carga (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 62.798.898,98	7,06%	R\$ 62.798.898,98	4,23%	
Total:	R\$ 593.460.000,00		Total: R\$ 889.686.498,98		Total: R\$ 1.483.146.498,98		
<u>Geração Eólica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da usina eólica (R\$)	R\$ 359.480.000,00	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 359.480.000,00	39,87%	
Custo de O&M da usina eólica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 478.192.000,00	88,19%	R\$ 478.192.000,00	53,03%	
Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão da Carga (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 64.037.470,74	11,81%	R\$ 64.037.470,74	7,10%	
Total:	R\$ 359.480.000,00		Total: R\$ 542.229.470,74		Total: R\$ 901.709.470,74		
<u>Transmissão Fotovoltaica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da LT fotovoltaica (R\$)	R\$ 42.241.023,34	100,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 42.241.023,34	39,96%	
Custo de O&M da LT fotovoltaica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 63.471.361,67	100,00%	R\$ 63.471.361,67	60,04%	
Total:	R\$ 42.241.023,34		Total: R\$ 63.471.361,67		Total: R\$ 105.712.385,01		
<u>Transmissão Eólica</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Custo de implantação da LT eólica (R\$)	R\$ 236.549.730,69	560,00%	R\$ -	0,00%	R\$ 236.549.730,69	39,96%	
Custo de O&M da LT eólica (R\$)	R\$ -	0,00%	R\$ 355.439.625,34	560,00%	R\$ 355.439.625,34	60,04%	
Total:	R\$ 236.549.730,69		Total: R\$ 355.439.625,34		Total: R\$ 591.989.356,03		
<u>Usina de Hidrogênio Verde</u>	CAPEX (R\$)	CAPEX (%)	OPEX (R\$)	OPEX (%)	CUSTOS TOTAIS (R\$)	CUSTOS TOTAIS (%)	
Eletrolisadores	R\$ 428.552.100,00	25,81%	R\$ 234.928.553,45	8,43%	R\$ 663.480.653,45	14,91%	
Geração Fotovoltaica	R\$ 593.460.000,00	35,74%	R\$ 889.686.498,98	31,91%	R\$ 1.483.146.498,98	33,34%	
Geração Eólica	R\$ 359.480.000,00	21,65%	R\$ 542.229.470,74	19,45%	R\$ 901.709.470,74	20,27%	
Transmissão Fotovoltaica	R\$ 42.241.023,34	2,54%	R\$ 63.471.361,67	2,28%	R\$ 105.712.385,01	2,38%	
Transmissão Eólica	R\$ 236.549.730,69	14,25%	R\$ 355.439.625,34	12,75%	R\$ 591.989.356,03	13,31%	
Compra Mercado Livre	R\$ -	0,00%	R\$ 702.457.832,81	25,19%	R\$ 702.457.832,81	15,79%	
Total	R\$ 1.660.282.854,03		R\$ 2.788.213.342,99		R\$ 4.448.496.197,02		

Fonte: Autor.