



Universidade Federal de Itajubá  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Géssica Silva Amorim

ANÁLISE 4E NA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO POR ELETRÓLISE A  
PARTIR DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDOS DE CASO NO  
CENÁRIO BRASILEIRO

Itajubá/MG

2024

Géssica Silva Amorim

ANÁLISE 4E NA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO POR ELETRÓLISE A  
PARTIR DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDOS DE CASO NO  
CENÁRIO BRASILEIRO

Dissertação de mestrado apresentada à Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica.

**Orientador:** Prof. Dr. Juan José Garcia Pabon

**Coorientador:** Prof. Dr. Christian Jeremi Coronado Rodriguez

**Área de concentração:** Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo (TFMF)

Itajubá/MG

2024

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, por conceder-me saúde e capacidade espiritual para trilhar esta jornada. À minha família, cujo apoio e crença nos meus sonhos são inestimáveis. Especialmente aos meus pais, Maria e Almir, que sempre se esforçaram para me proporcionar o melhor e ver-me realizada. Agradeço também aos meus irmãos, William e Lucas, por suas palavras de incentivo e pelos momentos compartilhados que tornam todo o esforço gratificante. À minha avó e aos meus tios, cuja presença e apoio constante mesmo à distância são inestimáveis.

Expresso minha sincera gratidão aos meus orientadores, Professor Dr. Juan José e Professor Dr. Christian Jeremi, pela orientação excepcional, sabedoria e suporte contínuo ao longo do meu projeto de pesquisa. A vocês, professores e colegas de mestrado, sou imensamente grato pelas trocas de conhecimento, colaboração e amizade que enriqueceram minha experiência acadêmica. Também gostaria de agradecer à instituição onde realizei meu mestrado, à UNIFEI, e às agências de fomento FAPEMIG, CAPES e CNPQ, pelo apoio financeiro que possibilitou a realização deste sonho.

Cada um de vocês desempenhou um papel crucial neste caminho, e por isso, meu coração transborda de gratidão. Que possamos continuar a compartilhar sucessos e inspirar uns aos outros em nossas jornadas futuras.

## RESUMO

A transição para fontes de energia renovável é crucial para mitigar as mudanças climáticas e promover a sustentabilidade energética. O hidrogênio, obtido por meio da eletrólise utilizando fontes renováveis como a energia solar fotovoltaica, destaca-se como uma alternativa promissora. Desse modo, este trabalho realiza uma análise abrangente do sistema produção de hidrogênio por meio da eletrólise alcalina da água, contemplando aspectos energéticos, exergéticos, ambientais e econômicos. A pesquisa envolveu a modelagem matemática de usinas de placas fotovoltaicas com capacidades de 1, 5 e 10 MW, considerando as condições climáticas de dois municípios brasileiros: Guanambi, na Bahia, e Janaúba, em Minas Gerais. Foram utilizados dados climáticos, incluindo radiação solar e temperatura, coletados em intervalos horários durante um ano, para estimar a capacidade de geração solar fotovoltaica. A energia gerada foi então utilizada para realizar a eletrólise da água, produzindo gás hidrogênio, bem como para comprimir o hidrogênio, que é então armazenado e destinado ao consumo final em diversos setores, como as indústrias de fertilizantes e tintas, laboratórios, indústria de alimentos e indústria química. Os resultados mostram que, o sistema geral, apresentaram eficiências energéticas e exergéticas de 18,01% e 15,91%, respectivamente. Além disso, o custo nivelado da eletricidade produzida pelos painéis fotovoltaicos variou de 0,11 a 0,12 \$/kWh em ambos os municípios, assim como o custo nivelado do hidrogênio comprimido, que apresentou-se na faixa de 5,50 a 6,00 \$/kg. Na análise ambiental, observou-se que para uma planta de 10 MW, a mitigação de dióxido de carbono em comparação com óleo combustível e gás natural foi equivalente a 163 Mt e 118 Mt, para o município de Guanambi-BA, cujos valores são bem próximos para o município de Janaúba-MG. Desse modo, este sistema pode desempenhar um papel crucial na transição para uma economia de baixo carbono, contribuindo para a segurança energética e a mitigação das mudanças climáticas. A otimização contínua e a redução de custos tecnológicos serão fundamentais para a viabilidade a longo prazo dessa tecnologia. Assim como, os créditos de carbono gerados por este sistema incentivam à adoção de tecnologias limpas e sustentáveis.

**Palavras-chave:** energético, exergético, ambiental, econômico, custo nivelado de eletricidade, custo nivelado do hidrogênio.

## ABSTRACT

The transition to renewable energy sources is crucial for mitigating climate change and promoting energy sustainability. Hydrogen, obtained through electrolysis using renewable sources such as photovoltaic solar energy, stands out as a promising alternative. Thus, this work performs a comprehensive analysis of the hydrogen production system through alkaline electrolysis of water, contemplating energy, exergetic, environmental and economic aspects. The research involved the mathematical modeling of photovoltaic panel plants with capacities of 1, 5 and 10 MW, considering the climatic conditions of two Brazilian municipalities: Guanambi, in Bahia, and Janaúba, in Minas Gerais. Climate data, including solar radiation and temperature, collected at hourly intervals during one year, were used to estimate the capacity of solar photovoltaic generation. The energy generated was then used to perform the electrolysis of water, producing hydrogen gas, as well as to compress the hydrogen, which is then stored and destined for final consumption in various sectors, such as the fertilizer and paint industries, laboratories, the food industry and the chemical industry. The results show that the general system presented energy and exergy efficiencies of 18.01% and 15.91%, respectively. In addition, the levelized cost of electricity produced by photovoltaic panels ranged from 0.11 to 0.12 \$/kWh in both municipalities, as well as the levelized cost of compressed hydrogen, which was in the range of 5.50 to 6.00 \$/kg. In the environmental analysis, it was observed that for a 10 MW plant, the carbon dioxide mitigation compared to fuel oil and natural gas was equivalent to 163 Mt, 118 Mt and 576 Mt, for the municipality of Guanambi-BA, whose values are very close to the municipality of Janaúba-MG. In this way, this system can play a crucial role in the transition to a low-carbon economy, contributing to energy security and climate change mitigation. Continuous optimization and reduction of technological costs will be key to the long-term viability of this technology. In addition, the carbon credits generated by this system encourage the adoption of clean and sustainable technologies.

**Keywords:** energetic, exergetic, environmental, economic, levelized cost of electricity, levelized cost of hydrogen.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética brasileira e mundial, em 2022.

Figura 2 - Participação setorial no consumo de eletricidade, em 2022.

Figura 3 - Total diário da irradiação direta normal no Brasil (média anual).

Figura 4 - Tecnologias para produção de  $H_2$ .

Figura 5 - Modelo esquemático do processo de eletrólise da água.

Figura 6 - Modelo esquemático da produção de  $H_2$  por meio da energia solar fotovoltaica.

Figura 7 - Fluxograma do modelo computacional da produção de hidrogênio verde.

Figura 8 - Influência da temperatura do eletrólito na tensão da célula em diferentes densidades de corrente durante a eletrólise.

Figura 9 - Temperatura e radiação solar do município de (a) Guanambi – BA e (b) Janaúba – MG.

Figura 10 - Valores mensais para o município de Guanambi – BA: (a) produção dos painéis fotovoltaicos; (b) consumo de eletricidade do compressor; e (c) energia disponível para o eletrolisador.

Figura 11 - Valores mensais para o município de Janaúba – MG: (a) produção dos painéis fotovoltaicos; (b) consumo de eletricidade do compressor; e (c) energia disponível para o eletrolisador.

Figura 12 - Diagrama de Grasmann para o fluxo de exergia e perdas do sistema proposto.

Figura 13 - Parâmetros econômicos para os municípios de Guanambi – BA e Janaúba – MG: (a) LCOE e (b) LCOH.

Figura 14 - Impacto da eficiência do eletrolisador no Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) para diferentes capacidades do sistema.

Figura 15 - Impacto da taxa de degradação da planta no custo nivelado da eletricidade (LCOE) para diferentes capacidades do sistema.

## ÍNDICE DE TABELAS

- Tabela 1 - Principais políticas para promover a transição energética no Brasil.
- Tabela 2 - As dez maiores usinas de energia solar no Brasil.
- Tabela 3 - Nomenclatura do hidrogênio quanto a sua forma de produção.
- Tabela 4 - Características do módulo fotovoltaico da Aiko.
- Tabela 5 - Características do eletrolisador alcalino PHOEBUS.
- Tabela 6 - Parâmetros de entrada para análise econômica do sistema.
- Tabela 7 - Valores anuais da análise energética para o município de Guanambi – BA.
- Tabela 8 - Valores anuais da análise energética para o município de Janaúba – MG.
- Tabela 9 - Eficiências energéticas e exergéticas dos componentes.
- Tabela 10 - Eficiências energéticas e exergéticas dos componentes na literatura.
- Tabela 11 - Custo dos componentes sistema proposto.
- Tabela 12 - Principais parâmetros obtidos do estado da arte.
- Tabela 13 - Fluxo de Caixa para cálculo do Período de Retorno do sistema proposto para a planta de 10 MW do município de Guanambi - BA.
- Tabela 14 - Mitigação de CO<sub>2</sub> ao longo da vida útil do sistema para o município de Guanambi – BA.
- Tabela 15 - Mitigação de CO<sub>2</sub> ao longo da vida útil dos sistema para o município de Janaúba – MG.
- Tabela 16 - Créditos de Carbono gerados para o município de Guanambi – Ba.
- Tabela 17 - Créditos de Carbono gerados para o município de Janaúba – MG.
- Tabela 18 - Efeito do preço do hidrogênio no Período de Retorno do sistema, aplicado para o município de Guanambi – Ba.

## ÍNDICE DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Despesas de Capital ( <i>Capital Expenditure</i> )
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
DHI	Irradiância Difusa Horizontal
DNI	Irradiância Normal Direta
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHI	Irradiância Global Horizontal
LCOE	Custo nivelado da energia ( <i>Levelized Cost of Energy</i> )
LCOH	Custo nivelado do hidrogênio ( <i>Levelized Cost of Hydrogen</i> )
LOHCs	Transportadores orgânicos líquidos de hidrogênio
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
NOCT	Temperatura nominal de operação da célula solar
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
PCHs	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PD&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PEM	Membrana de troca de prótons ( <i>Proton Exchange Membrane</i> )
PNMC	Política Nacional sobre Mudanças Climáticas
POA	Plano do Arranjo
PROALCOOL	Programa Nacional do Etanol
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSF	Painéis Solares Fotovoltaicos
REDD+	Iniciativa de Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação Florestal
RenovaBio	Política Nacional de Biocombustíveis
SI	Sistema Internacional de Unidades
SOE	Eletrólise de óxido sólido ( <i>Solid Oxide Electrolysis</i> )
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas ( <i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> )



## ÍNDICE DE NOMENCLATURA

$A$	Área do eletrodo ( $m^2$ )
Água	Custo da água pela concessionária (\$)
$A_{PSF}$	Área dos painéis solares fotovoltaicos ( $m^2$ )
CAPEX	Custos de investimento (\$)
CC	Crédito de Carbono (\$)
$c_p$	Calor específico a pressão constante (J.kg/K)
$(CO_2)_{gás\ natural}$	Mitigação de $CO_2$ em relação a uma planta de gás natural (ton/ano)
$(CO_2)_{óleo\ combustível}$	Mitigação de $CO_2$ em relação a uma planta de óleo combustível (ton/ano)
$d$	Taxa de degradação (%)
$E$	Energia elétrica gerada pelos PSF anualmente (kW)
$ex_f$	Exergia física (kJ/kg)
$ex_q$	Exergia química (kJ/kg)
$f$	Taxa de juros (%)
$F$	Constante de Faraday (C/mol)
$f_1$	Parâmetro relacionado a eficiência de Faraday ( $A^2/m^4$ )
$f_2$	Parâmetro relacionado a eficiência de Faraday
$\Delta G$	Variação da energia livre de Gibbs (kJ/kg)
$i$	Ano
$I$	Corrente do eletrolisador (A)
$I_{r_l}$	Irradiação solar local ( $W/m^2$ )
$I_{r_{STC}}$	Irradiação solar de referência em condições STC ( $W/m^2$ )
LCOE	Custo nivelado da eletricidade (\$/kWh)
LCOH	Custo nivelado do hidrogênio (\$/kg)
$\dot{m}$	Vazão mássica (kg/s)
$M_{H_2}$	Massa de hidrogênio produzido anualmente (kg/ano)
$n$	Vida útil do sistema (anos)
$n_c$	Número de células
$n_{H_2}$	Número de moles do hidrogênio
$n_{PSF}$	Número de painéis solares fotovoltaicos

$\dot{n}_{H_2}$	Vazão molar do gás hidrogênio (mol/s)
$\dot{n}_{H_2O}$	Vazão molar da água (mol/s)
$\dot{n}_{O_2}$	Vazão molar do gás oxigênio (mol/s)
$OPEX$	Custo de operação e manutenção (\$)
$P_0$	Pressão em condição ambiente (bar)
$PCS_{H_2}$	Poder calorífico superior do gás hidrogênio (kJ/kg)
$P_{tanque}$	Pressão do tanque de armazenamento (bar)
$r$	Taxa de desconto (%)
$r_1$	Resistência ôhmica 1 ( $\Omega.m^2$ )
$r_2$	Resistência ôhmica 2 ( $\Omega.m^2/^\circ C$ )
$R$	Constante universal dos gases (J/mol K)
$Rep$	Custo de reposição dos componentes (\$)
$s$	Sobretensão do eletrodo (V)
$t_1$	Coefficiente de sobretensão 1 ( $m^2/A$ )
$t_2$	Coefficiente de sobretensão 2 ( $m^2.^\circ C/A$ )
$t_3$	Coefficiente de sobretensão 3 ( $m^2.^\circ C^2/A$ )
$T_0$	Temperatura em condição ambiente (K)
$T_a$	Temperatura ambiente ( $^\circ C$ )
$T_{el}$	Temperatura do eletrolisador ( $^\circ C$ )
$T_{PSF}$	Temperatura do painel solar fotovoltaico ( $^\circ C$ )
$T_{sol}$	Temperatura do Sol (K)
$T_{NOCT}$	Temperatura nominal de operação do painel solar ( $^\circ C$ )
$T_{STC}$	Temperatura de referência em condições STC ( $^\circ C$ )
$\Delta T$	Variação de temperatura (K)
$U$	Tensão do eletrolisador (V)
$U_{ativ}$	Tensão de ativação (V)
$U_{célula}$	Tensão da célula (V)
$U_{ohm}$	Tensão ôhmica do eletrólito (V)
$U_{rev}$	Tensão reversível (V)
$V_{tanque}$	Volume do tanque ( $m^3$ )
$\dot{W}_{comp}$	Potência do compressor (W)
$\dot{W}_{el}$	Potência do eletrolisador (W)

$\dot{W}_{ex}$	Potência excedente (W)
$\dot{W}_{PSF}$	Potência dos painéis solares fotovoltaicos (W)
$\dot{W}_{PSF,max}$	Potência nominal do painel solar fotovoltaico (W)
$\dot{W}_{total}$	Potência total disponível (W)
$z$	Número de elétrons por reação
$\eta$	Eficiência energética
$\eta_F$	Eficiência de Faraday
$\gamma$	Razão entre as capacidades térmicas específicas do gás
$\mu_p$	Coefficiente térmico de potência (W/°C)
$\psi$	Eficiência exergética

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	15
1.1	Objetivo Geral .....	18
1.2	Objetivos Específicos .....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1	Matriz Energética Brasileira.....	20
2.1.1	Energia Hidráulica.....	24
2.1.2	Energia Eólica.....	25
2.1.3	Energia Solar Térmica .....	25
2.1.4	Energia Solar Fotovoltaica .....	26
2.2	Economia do Hidrogênio.....	29
2.3	Produção do Hidrogênio.....	31
2.3.1	Eletrólise da Água .....	32
2.3.2	Tecnologias de Armazenamento e Transporte de Hidrogênio .....	34
2.4	Desafios Atuais da Implementação do Hidrogênio Verde .....	35
2.5	Estado da Arte .....	35
2.5.1	Potencial do Hidrogênio no Brasil .....	37
2.5.2	Mercado de Hidrogênio .....	38
3	METODOLOGIA .....	39
3.1	Apresentação do Modelo .....	39
3.2	Modelo Matemático.....	39
3.2.1	Painéis Fotovoltaicos.....	40
3.2.2	Inversor.....	40
3.2.3	Eletrolisador .....	41
3.2.4	Compressor.....	43
3.2.5	Tanque de Armazenamento de Hidrogênio .....	44
3.3	Análise energética e exergética .....	44
3.4	Análise Econômica.....	46
3.5	Análise Ambiental .....	48
3.6	Análise de Sensibilidade.....	49
3.7	Fluxograma da Simulação .....	50
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	52
4.1	Validação do Modelo Matemático do Eletrolisador.....	52
4.2	Condições Climáticas dos Cenários de Estudo .....	53

4.3	Análise Energética e Exergética .....	54
4.4	Análise Econômica .....	59
4.5	Análise Ambiental .....	63
4.6	Análise de Sensibilidade.....	65
5	CONCLUSÃO .....	68
6	REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO .....	71

## 1 INTRODUÇÃO

O sexto relatório de avaliação do Painel Intergovernamental sobre as Alterações Climáticas (IPCC, 2022) confirma as fortes interações entre os sistemas naturais, sociais e climáticos. As alterações climáticas induzidas pelo homem são um fator de risco significativo. Elas afetaram negativamente ou causaram a perda de ecossistemas. Além disso, reduziram a segurança alimentar e contribuíram para a migração e deslocamento. Também prejudicaram os meios de subsistência, a saúde e a segurança das pessoas. Por fim, aumentaram as desigualdades.

Visando minimizar os impactos das ações antropogênicas na natureza e nas pessoas, o Acordo de Paris de 2015 foi promulgado com o objetivo de que se atinjam emissões líquidas zero até 2050, a fim de limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C, de forma que todos os setores da economia têm de reduzir as suas emissões, desde a indústria pesada até os transportes de longo curso, para os quais existem soluções limitadas (IRENA, 2022).

Assim surge a necessidade emergente da transição da matriz energética atual às fontes de energia que sejam sustentáveis, embora já se discutisse desde muitas décadas atrás. Na sua obra *“The Economics of Coming Spaceship Earth”*, o economista Boulding (1966) já ressaltava sobre a escassez dos recursos naturais utilizados em detrimento do consumo energético desenfreado, em prol do avanço tecnológico, de modo que os recursos renováveis fossem os substitutos recorridos na necessidade futura:

“As grandes entradas de energia que obtivemos dos combustíveis fósseis são estritamente temporárias. Mesmo as previsões mais otimistas esperariam que o fornecimento facilmente disponível de combustíveis fósseis se esgotasse numa mera questão de séculos, às taxas atuais de utilização. Se o resto do mundo atingisse os padrões americanos de consumo de energia, e ainda mais se a população mundial continuasse a aumentar, o esgotamento dos combustíveis fósseis seria ainda mais rápido [...]. Há muitos desperdícios envolvidos na obsolescência programada, na publicidade competitiva e na má qualidade dos bens de consumo que distorce o processo de mudança tecnológica de uma forma muito indesejável [...]. Não está muito longe o momento, em termos históricos, em que o homem terá de voltar a recorrer à sua atual fonte de energia solar, apesar de esta poder ser utilizada de forma muito mais eficaz do que no passado, com o aumento dos conhecimentos.”

Dessa maneira, embora as energias renováveis apresentem um papel fundamental na transição para um sistema energético limpo e sustentável, há ainda um desafio significativo relacionado a sua inserção na matriz energética: a intermitência e sua variabilidade têm

impacto na estabilidade da rede e exigem um melhor planejamento e coordenação para acomodar as flutuações na disponibilidade (CHEN; LU; XING, 2021; MACEDO; PEYERL, 2022). Além disso, apesar de as baterias serem utilizadas para o armazenamento de energia elétrica em sistema de grande escala, o custo deste método de armazenamento limita a instalação de sistemas de energia renovável de médio e grande porte (ABDELKADER et al., 2018; RAZMJOO et al., 2021).

Desse modo, o hidrogênio surgiu como uma opção fundamental para reduzir as emissões nestes setores e alcançar a neutralidade climática. O hidrogênio tem alto poder calorífico comparado a outros combustíveis convencionais, pode ser produzido a partir de uma ampla gama de recursos usando diferentes matérias-primas, caminhos e tecnologias (ASSABUMRUNGRAT et al., 2020; CHEN; LIU; FENG, 2022; GABRIEL et al., 2022) e, portanto, está ganhando potencial como uma solução econômica para armazenamento, transporte e exportação de energia renovável em grande escala (ELBERRY et al., 2021; HASSAN et al., 2023a). Prevê-se que o hidrogênio e os combustíveis à base de hidrogênio venham a satisfazer 12% da procura final de energia mundial até 2050, indicando que a produção de hidrogênio deverá expandir-se quase cinco vezes em um sistema energético descarbonizado, atendendo principalmente aos setores industriais e de transporte (IRENA, 2022).

Neste sentido, o Brasil está entre os países mais bem posicionados para a produção de hidrogênio com baixa emissão de carbono. Essa perspectiva é favorecida pela atual composição da matriz elétrica nacional, com 88% proveniente de fontes renováveis, pelos baixos custos de geração de energia eólica on shore e solar fotovoltaica, cujas plantas possuem fatores de capacidade superiores aos registrados em outros países, e pela constante expansão da infraestrutura de transmissão de energia (PNH2, 2023).

Ademais, o uso do hidrogênio não se restringe apenas como um vetor energético, mas também é utilizado na indústria brasileira, em setores de: siderurgia, como agente redutor na produção de aço, substituindo o carvão; produção de fertilizantes, que contribui para impulsionar a economia agrícola e diminuir a dependência de importações; na indústria de cimento como fonte de energia em fornos de alta temperatura e combustível de aviação sustentável (SAF), de forma a contribuir na redução da pegada de carbono do setor aéreo (BNDES, 2022).

Dessa forma, o engajamento do país na corrida para a implantação da economia do hidrogênio é altamente estratégico dos pontos de vista econômico, tecnológico e ambiental. Sua contribuição se expande desde a diminuição de impactos ambientais na geração e

utilização de energia ao aumento da segurança energética, melhoria do aproveitamento dos recursos naturais, desenvolvimento regional e de parque industrial competitivo e geração de empregos (CGEE, 2010). A produção e exportação de hidrogênio, bem como de produtos de maior valor agregado descarbonizados com hidrogênio, podem contribuir significativamente para o desenvolvimento econômico do país, consolidando-o como um provedor de soluções de descarbonização para outras nações (PNH2, 2023).

Todavia, os estudos energético, exergético e econômico na produção de hidrogênio em larga escala no cenário brasileiro ainda são escassos. Junior (2021) examinou um sistema híbrido de geração de calor e eletricidade utilizando uma célula a combustível do tipo membrana de troca de prótons (PEM), painéis solares fotovoltaicos, e armazenamento de energia. A análise incluiu a modelagem dos componentes do sistema e a simulação de seu desempenho ao longo de 20 anos, destacando aspectos como a redução de custos, impactos ambientais, e eficiência energética. Os resultados sugeriram que o sistema pode oferecer benefícios significativos em termos de redução de custos e emissões de CO<sub>2</sub>, especialmente para consumidores residenciais, se comparado ao uso puro de gás natural.

Macedo e Peyerl (2022) verificaram a viabilidade econômica de sistemas híbridos eólicos e solares fotovoltaicos para a produção e armazenamento de hidrogênio. O complexo fotovoltaico Sertão Solar Barreiras situado na cidade de Barreiras (Bahia) e o complexo eólico Baixa do Feijão localizado na cidade de Jandaíra (Rio Grande do Norte) foram selecionados como estudo de caso, que enfatiza que no atual cenário brasileiro o CAPEX para introdução de células a combustível no projeto é consideravelmente alto e, desse modo, comercializar hidrogênio é mais rentável do que transformá-lo novamente em energia.

Gabriel et al. (2022) analisaram um sistema híbrido combinado de calor e energia composto por uma célula a combustível PEM de 5 kW, um banco de baterias composto por 4 baterias de 12 V e painéis fotovoltaicos on-grid para aplicação residencial no Brasil. Os resultados mostraram que o sistema seria capaz de sustentar até 4 consumidores residenciais utilizando 100 kWh da rede elétrica e comprovou-se que a cogeração reduz significativamente as emissões totais para todas as configurações analisadas.

Nadaleti e Gomes (2023) avaliaram o potencial energético excedente das usinas solares e nucleares instaladas no país para a produção de hidrogênio verde e roxo utilizando métodos de eletrólise de alta e baixa temperatura. As usinas de Angra I e Angra II, assim como, usinas solares de oito estados brasileiros foram levadas em consideração na análise da estimativa do excedente de energia e potência total de produção de eletricidade a partir do hidrogênio.



Entretanto os estudos sobre a produção de hidrogênio utilizando fontes renováveis de energia no cenário brasileiro, além de escassos, apresentam uma lacuna sobre a produção em larga escala do hidrogênio verde, de acordo ao conhecimento do autor. Desse modo, o presente estudo apresenta uma análise completa da produção de hidrogênio a partir da energia solar fotovoltaica. A análise energética, exergética, econômica e ambiental de um sistema de produção de hidrogênio utilizando usinas solares fotovoltaicas de 1 MW, 5 MW e 10 MW são apresentadas. O estudo econômico toma como base os custos dos equipamentos da estação de hidrogênio e o potencial de energia solar de algumas localidades no Brasil, para indicar a viabilidade do projeto e os impasses para a implementação no cenário econômico e ambiental atual.

No Capítulo 2 são apresentadas, de forma geral, uma contextualização e a importância da pesquisa no cenário atual. Inicialmente, a matriz energética brasileira é explanada, destacando a participação das energias renováveis e sua expansão ao decorrer dos últimos anos, com enfoque nas leis e incentivos fiscais que lançaram bases para o processo de transição para uma economia de baixo carbono. Posteriormente, é detalhado o papel da economia do hidrogênio e quais os mecanismos responsáveis para sua produção a partir de rotas renováveis de energia, com destaque a eletrólise da água utilizando energia solar e/ou eólica, como complemento a intermitência delas.

No Capítulo 3, a perspectiva dos custos da geração, armazenamento, transporte e conversão de energia são recursos indispensáveis para entender o papel futuro do hidrogênio. Desse modo, a metodologia utilizada para a realização deste trabalho assim como toda a base dos cálculos utilizados no desenvolvimento do modelo computacional detalhado, conforme o referencial teórico utilizado. Por fim, no Capítulo 4, é possível analisar os resultados obtidos e os principais impasses para a implantação do objeto de estudo no cenário atual.

## 1.1 Objetivo Geral

Avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da produção de hidrogênio em larga escala utilizando energia solar fotovoltaica no Brasil, através de uma análise abrangente que considera os aspectos energéticos e exergéticos do processo.

## 1.2 Objetivos Específicos

- Apresentar uma revisão do contexto brasileiro na produção de energia renovável e capacidade de geração de hidrogênio verde.
- Desenvolver um modelo matemático para avaliar a capacidade de geração e armazenamento de hidrogênio verde utilizando usinas de energia solar fotovoltaica de 1 MW, 5 MW e 10 MW.
- Realizar uma análise 4E e avaliar a capacidade de mitigação ambiental do sistema proposto.
- Realizar uma análise de sensibilidade para determinar como variações na eficiência dos eletrolisadores afetam o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH), como variações na taxa de degradação da planta afetam o Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE) e como a variação do preço de venda do hidrogênio verde impacta o período de retorno do investimento na planta.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Matriz Energética Brasileira

A energia que necessitamos para realizar as nossas atividades diárias vem de um conjunto de fontes que formam o que chamamos de matriz energética. Assim, ela representa o conjunto de fontes utilizadas em um país, ou no mundo, para suprir a demanda de energia (EPE, 2021). As fontes de energia se classificam em duas categorias: as renováveis que não se apoiam em recursos que são reconhecidamente limitados e cujo uso não causa seu esgotamento; e as fontes não renováveis, que têm reservas limitadas, sendo que o seu processo de obtenção é lento e faz com que seja difícil acompanhar o ritmo de consumo atual (VILLALVA, 2012).

As fontes não renováveis de energia são as maiores responsáveis pela emissão de gases de efeito estufa (GEE), que são importantes para o equilíbrio climático do planeta, pois são compostos gasosos que aprisionam calor na atmosfera e garantem temperaturas ideais para garantir a existência dos seres vivos em até certo nível de concentração. Contudo, desde a Revolução Industrial, quando a humanidade passou a utilizar mais intensamente os combustíveis fósseis para movimentar suas máquinas, as emissões de GEE têm aumentado cada vez mais, elevando a temperatura média do planeta e assim promovendo um aquecimento acentuado em um curto período (EPE, 2022).

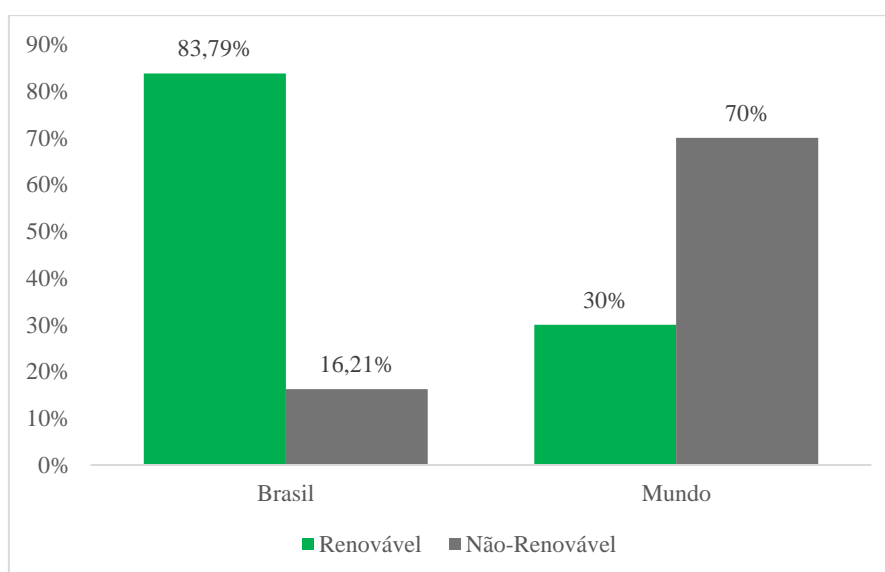
As preocupações com o clima reforçaram uma série de reflexões e iniciativas em direção a uma transição energética mundial para fontes de energias renováveis devido à sua falta de poluentes nocivos que levam às alterações climáticas e ao efeito de estufa (NASSER et al., 2022). O Protocolo de Quioto, a Iniciativa de Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação Florestal (REDD+), a Iniciativa 20x20, a Agenda 2030 e o Acordo de Paris são alguns dos acordos firmados com o objetivo em comum de adotar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos (EPE, 2022).

Dentre eles, a Agenda 2030 foi adotada pelo Brasil junto aos demais estados membros da ONU, como o objetivo de alcançar os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), assim como para que atingíssemos a redução de 45% das emissões de gases de efeito estufa até o ano de 2030 (UN, 2015a). Além disso, o Acordo de Paris foi aprovado pelos 195 países que fazem parte da *United Nations Framework Convention on Climate Change*

(UNFCCC) para reduzir emissões de GEE no contexto do desenvolvimento sustentável (UN, 2015b).

Apesar de as fontes de energias renováveis representarem apenas 30% da matriz energética mundial (Figura 1), em 2022, a sua participação é historicamente elevada em países com grandes recursos hidroelétricos, como o Brasil, a Colômbia, o Canadá, a Nova Zelândia, a Suécia ou a Noruega (ENERDATA, 2023). Em 2022, a China liderava na produção mundial de energia renovável, com uma capacidade instalada total de cerca de 1.000 GW, representando aproximadamente 43% da capacidade mundial total (IEA, 2023a). O país continua a liderar em investimentos significativos nesses setores, consolidando sua posição dominante no mercado global de energia renovável (KHARE; JAIN; BHUIYAN, 2023). (KHARE; JAIN; BHUIYAN, 2023). No cenário brasileiro, por exemplo, a matriz elétrica, em 2022, era composta por 83,79% de fontes renováveis: 56,15% da hídrica, 13,78% da eólica, 8,55% da biomassa e 5,31% da solar (ANEEL, 2023). No ano anterior, as fontes renováveis representam 78,1% da oferta interna de eletricidade no Brasil (EPE, 2023).

Figura 1 - Matriz energética brasileira e mundial, em 2022.

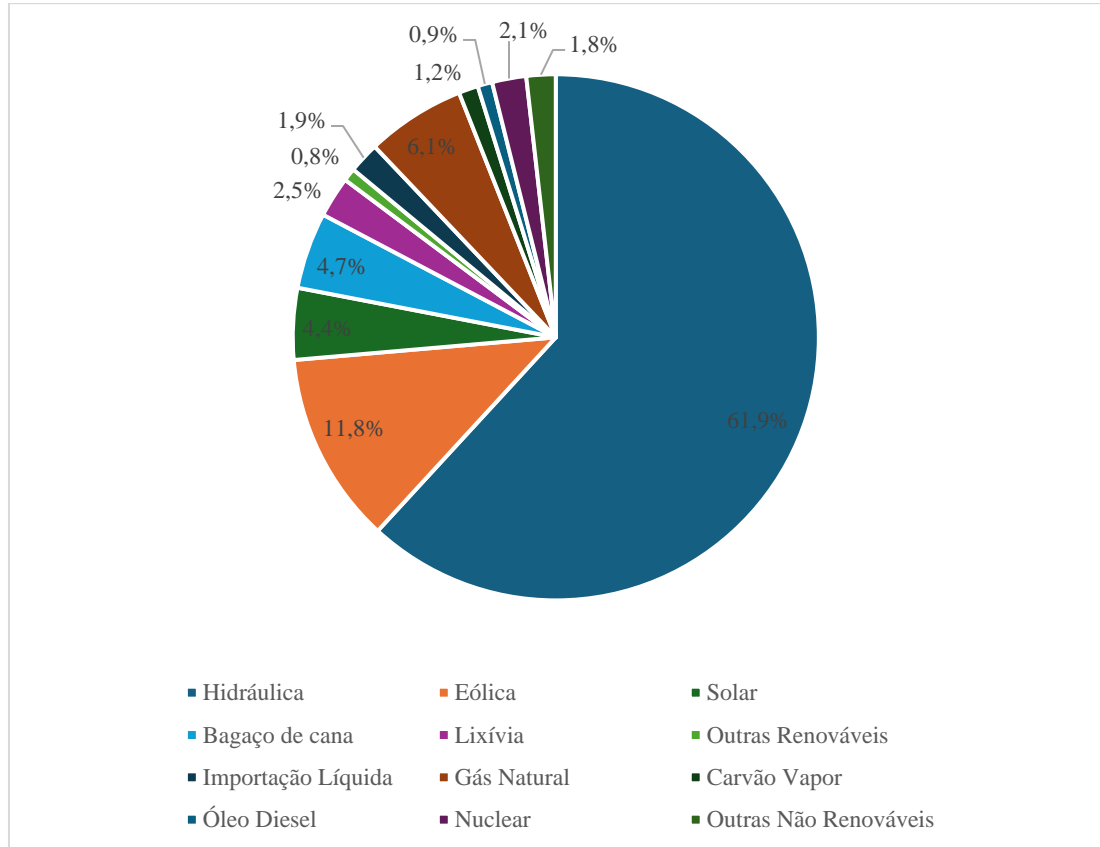


Fonte: ANEEL (2023) e ENERDATA (2023).

No Brasil, a maior parte da energia elétrica que consumimos é gerada em usinas hidrelétricas (Figura 2), contudo, como as hidrelétricas dependem de chuva para que os rios tenham água suficiente para movimentar as turbinas, em períodos de estiagem – intensificados nos últimos anos com o aumento da temperatura média global – torna-se necessário

acionar termelétricas movidas a combustíveis fósseis para suprir a demanda de energia (EPE, 2022).

Figura 2 - Participação setorial do consumo de eletricidade no Brasil, em 2022.



Fonte: EPE (2023).

Posteriormente a crise de fornecimento de energia elétrica de 2001, e diante do surgimento de questões ambientais ligadas à variabilidade climática e à escassez de água, políticas públicas foram implementadas para contribuir para a diversificação da matriz elétrica brasileira (WERNER; LAZARO, 2023). A transição energética requer mudanças sistemáticas nos conjuntos políticos, sociais, ambientais e econômicos mais amplos que são construídos em torno da produção e do consumo de energia e, não apenas nas tecnologias energéticas.

No Brasil, diversos mecanismos estabeleceram as bases para a transição rumo a uma economia de baixo carbono, cujo principais processos que estão moldando essa transição podem ser observados na Tabela 1, que apresenta uma visão abrangente das estratégias adotadas e dos progressos realizados até o momento (EPE; MME, 2022; LAZARO et al., 2022).

Tabela 1 - Principais políticas para promover a transição energética no Brasil.

<b>Lei/ Política</b>	<b>Descrição</b>
Programa Nacional do Etanol (PROALCOOL) Decreto 76.593/1975	Promove a produção de etanol para substituir a gasolina no Brasil após a primeira crise do petróleo na década de 1970.
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) Lei nº 10.438/2002	Promove a produção de energia a partir de fontes renováveis, privilegiando a geração descentralizada, bem como institui a CDE, visando o desenvolvimento energético dos estados subnacionais, e a universalização do serviço público de energia elétrica.
Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) (2004)	Institucionalizou a base normativa para a produção e comercialização do biodiesel no País, envolvendo a definição do modelo tributário para este novo combustível e o desenvolvimento de mecanismos para inclusão da agricultura familiar, consubstanciado no Selo Combustível Social (atualmente Selo Biocombustível Social).
Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (PNMC) Lei 12.187/2009 Decreto 7.390/10	Estabelece o aumento do compromisso nacional de redução de emissões de 36,1% para 38,9% até 2020. O Decreto estabeleceu o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Setorial de Redução de Emissões da Siderurgia como planos setoriais de mitigação e adaptação à mudança do clima do setor de energia e indústria.
Política Estadual sobre Mudanças Climáticas – São Paulo Lei Estadual 13.798/2009 Decreto Estadual nº 55.947/2010	Um de seus objetivos de acordo ao Art. 5 – IV: realizar ações para aumentar a participação de fontes renováveis de energia na matriz energética, dentro e fora de São Paulo.
Marco Regulatório da Geração Distribuída de Energia (2012)	Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.
Lei nº 13.203/2015	Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica e institui a bonificação pela outorga e altera as Leis nº 12.783, 9.427, 9.478, 9.99, 10.438, 10.848 e 11.488.
Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) (2016)	Estabelece o compromisso brasileiro de reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% em relação ao ano de 2005, tendo como meta indicativa, reduzir essas emissões em 43%, não existindo metas setoriais.
Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) Lei nº 13.576/ 2017	Busca incrementar a produção e a participação dos biocombustíveis na matriz de combustíveis do Brasil, colaborar com previsibilidade para a participação competitiva dos diferentes biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis e cooperar para o atendimento aos compromissos do Brasil no âmbito do Acordo de Paris.
Programa Rota 2030 - Mobilidade e Logística Lei nº 13.755/2018	Estabelece uma série de obrigações de eficiência energética, segurança e sustentabilidade para o setor automotivo, tendo como contrapartida benefícios tributários, para os aderentes ao programa.

Tabela 2 - Principais políticas para promover a transição energética no Brasil.

(continua)

Nova Lei do Gás Lei nº 14.134/ 2021 Decreto nº 10.712	Visa tornar o mercado de gás mais aberto, diversificado, competitivo e eficiente, bem como ajustar as regulamentações estaduais e federais.
Programa Nacional de Crescimento Verde (2021)	Visa oferecer financiamentos e subsídios para incentivar projetos e atividades econômicas sustentáveis, priorizar concessão de licenças ambientais e gerar os chamados “empregos verdes”. Com o pacote de incentivos, o objetivo é neutralizar a emissão de carbono pelo país até 2050.
Programa Nacional de Redução de Metano de Resíduos Orgânicos – Metano Zero + Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) Resolução nº 6, de 23 de junho de 2022	Marco fundamental para liderar a transição energética, que reúne representantes dos setores governamentais, academia e privados para delinear as políticas e diretrizes relacionadas ao hidrogênio de baixa emissão de carbono.
Geração Distribuída Resolução Normativa ANEEL 1.059/2023	Regulamentação do modelo de micro e minigeração de energia elétrica.

Fonte: EPE e MME (2022) e Lazaro et al. (2022).

Diversos fatores devem ter sua influência analisada e considerada no planejamento energético de longo prazo em um contexto de grandes transformações, associadas à chamada transição energética cuja evolução da pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) tem o condão de acelerar a inserção do país nas transformações tecnológicas que se esperam para o horizonte do desenvolvimento sustentável (EPE; MME, 2022; WEI; WEI; UMUT, 2023).

### 2.1.1 Energia Hidráulica

O Brasil inaugurou sua primeira usina hidrelétrica em 1883, construída no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina – MG. No entanto, somente a partir da criação da Eletrobras, em 1961, a instalação de hidrelétricas no Brasil tomou maior impulso, com a construção de grandes usinas como a Usina de Paulo Afonso, e mais tarde, a Usina de Itaipu na década de 1980 (PEREIRA, 2022).

A energia hidrelétrica desempenha um papel fundamental na matriz energética do Brasil. Trata-se de uma fonte de energia limpa e renovável que tem sido explorada no país desde o início do século 20. A abundância de rios e bacias hidrográficas em território brasileiro oferece condições favoráveis para a geração de energia por meio de usinas hidrelétricas. Os rios Amazonas, Paraná, São Francisco e Tocantins, entre outros, são os principais componentes do sistema de geração de energia hidrelétrica.

Atualmente, o Brasil é um dos líderes mundiais na produção de energia hidrelétrica. Os países com maior capacidade hidrelétrica instalada são China (371 GW), Brasil (110 GW), Canadá (83 GW) e EUA (71 GW), que somam cerca de 50% da capacidade instalada mundial atual de 1206 GW (IRENA, 2024). Entretanto, a dependência da energia hidrelétrica torna o Brasil suscetível a variações climáticas e sazonalidade na oferta de água (IEA, 2022). Como resposta a isso, o Brasil tem investido em outras fontes de energia, como a eólica, solar e biomassa, a fim de diversificar sua matriz energética e reduzir os riscos de escassez de eletricidade (VILLALVA, 2012).

### 2.1.2 Energia Eólica

O Brasil experimentou um rápido crescimento na capacidade de geração de energia eólica. A primeira usina eólica comercial do país foi inaugurada em 2006, e desde então, a capacidade instalada tem aumentado significativamente a cada ano. O Brasil possui um vasto potencial eólico, especialmente na região Nordeste, onde os ventos são consistentes e fortes. Os cinco estados com maior geração no ano de 2022 foram Bahia (24,17 TWh), Rio Grande do Norte (23,20 TWh), Piauí (10,29 TWh), Ceará (7,06 TWh) e Rio Grande do Sul (5,37 TWh) (ABEEÓLICA, 2022).

A energia eólica tem contribuído para a diversificação da matriz energética do Brasil, reduzindo a dependência de fontes de energia mais poluentes, como a geração de energia a partir de combustíveis fósseis. Isso ajuda o país a cumprir metas de redução de emissões de gases de efeito estufa e a promover a sustentabilidade ambiental. Contudo, a intermitência dos ventos representa um desafio para a geração de energia eólica. Para garantir a estabilidade do sistema elétrico, é necessário ter fontes de energia complementares e investir em tecnologias de armazenamento de energia (PRADO, 2021).

Apesar de ser considerada uma fonte de energia limpa e de baixo impacto ambiental, em comparação com outras fontes de energia, os projetos de parques eólicos podem afetar áreas de conservação ambiental e terras de comunidades locais. Portanto, é importante abordar questões de licenciamento ambiental e impactos sociais de maneira responsável (GORAYEB; BRANNSTROM; MEIRELES, 2019).

### 2.1.3 Energia Solar Térmica



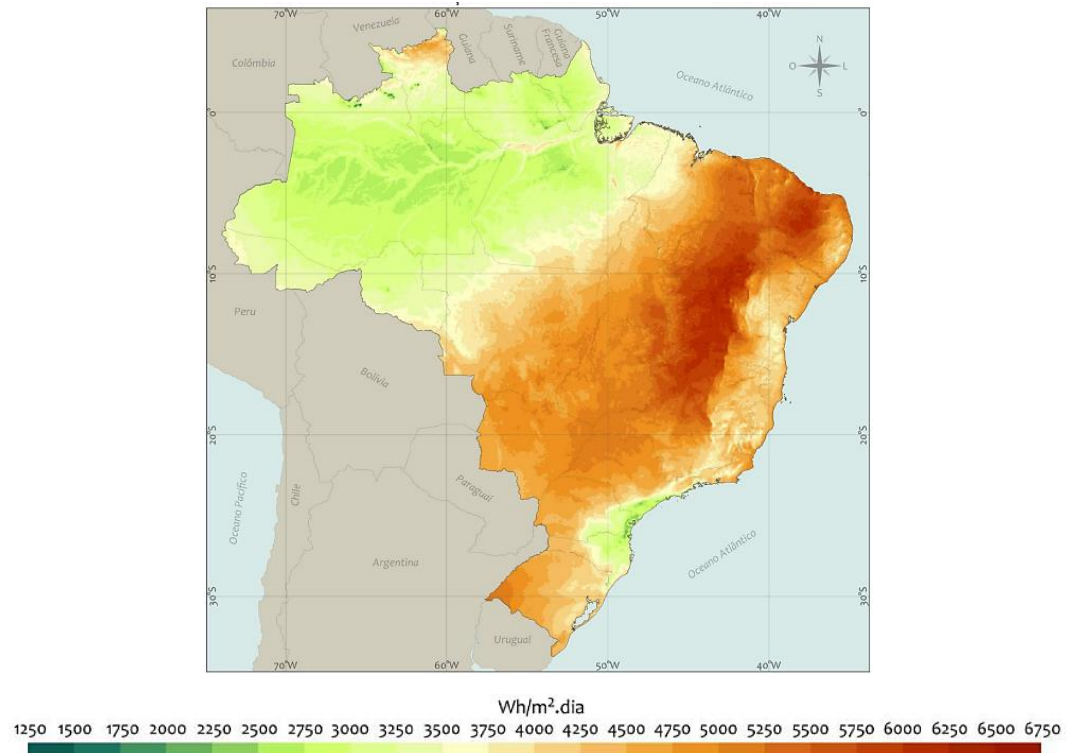
A energia solar térmica é uma tecnologia que utiliza a irradiação solar para gerar calor, que pode ser usado para aquecimento de água, processos industriais, climatização e até mesmo para geração de eletricidade. No Brasil, essa tecnologia tem ganhado espaço, principalmente em aplicações de aquecimento de água. Esses sistemas aproveitam a luz solar para aquecer a água que é usada em chuveiros, torneiras e piscinas, reduzindo a demanda por energia elétrica ou gás. Além das aplicações residenciais e comerciais, sistemas de energia solar térmica em grande escala são utilizados em indústrias que necessitam de calor para processos, como a indústria de alimentos, têxtil e de papel (IPCC, 2022).

O mercado de energia solar térmica tem crescido significativamente no Brasil nos últimos anos, cujo governo brasileiro oferece incentivos para a instalação de sistemas de energia solar térmica, como linhas de crédito e descontos em impostos. Além disso, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) regulamenta a geração distribuída, permitindo que os consumidores instalem sistemas de energia solar térmica e, em alguns casos, vendam o excedente de eletricidade para a rede. Conforme Pinto (2022), o volume de produção de coletores solares térmicos somou 1,81 milhão de metros quadrados em 2021, representando aumento de 28% em relação a 2020. No tocante à divisão regional da comercialização, o Sudeste é o mais representativo, com 54% das vendas, seguido do Sul (26%), Centro-Oeste (9%), Nordeste (8%) e Norte (3%), o que pode ser explicado pelas condições climáticas mais amenas nas regiões de maiores concentrações.

#### 2.1.4 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica converte a irradiação solar diretamente em eletricidade por meio de painéis solares compostos por células fotovoltaicas. Essa fonte de energia é renovável, sustentável e tem um baixo impacto ambiental, contribuindo significativamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa (ANEEL, 2023). A energia solar fotovoltaica apresenta mais regularidade no fornecimento de eletricidade do que a energia eólica e pode ser empregada em todo o território brasileiro, pois o país é privilegiado com elevadas taxas de irradiação solar em todas as regiões (VILLALVA, 2012), conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 - Total diário da irradiação direta normal no Brasil (média anual).



Fonte: Pereira et al. (2017).

A irradiância solar é considerada uma das principais grandezas usadas para avaliar a quantidade de energia solar disponível em um local específico e é crucial para o dimensionamento e análise de sistemas de energia solar, como os painéis fotovoltaicos. Portanto, compreender os diferentes tipos de irradiância e os fatores que os afetam permite a otimização de sistemas solares e a maximização da produção de energia renovável (GILMAN et al., 2016). Abaixo, vemos sua classificação:

- Irradiância global horizontal (GHI): A irradiância solar total em uma superfície paralela ao solo (horizontal).
- Irradiância normal direta (DNI): A parte da irradiância solar que atinge uma superfície perpendicular ao sol em linha direta do disco solar (geralmente assumindo um dispositivo de medição com um campo de visão de 5°), também chamada de normal do feixe.
- Irradiância difusa horizontal (DHI): A irradiância solar em uma superfície horizontal proveniente do céu, excluindo o disco solar.
- Plano do arranjo (POA): A irradiância solar total incidente em uma superfície no plano do arranjo fotovoltaico, medida por uma célula de referência ou pirômetro.

A relação entre irradiância e radiação solar é direta e fundamental, pois a radiação corresponde a energia incidente por unidade de área numa superfície, encontrada por integração da irradiância durante um período específico, normalmente uma hora ou um dia, que atinge a superfície da Terra, influenciando o clima, o aquecimento global e a eficiência de sistemas de energia solar (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

Elevados índices de irradiação solar direta na superfície são prevalentes em grande parte do nordeste brasileiro, constituindo o requisito fundamental para a viabilidade da tecnologia de geração solar. Mesmo na área menos ensolarada do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que na região mais ensolarada da Alemanha. A região Nordeste do Brasil supera inclusive os países ibéricos em termos de irradiação solar média mensal, apresentando uma notável constância mensal. Em contraste, a região Sul assemelha-se mais às condições encontradas em países europeus, especialmente no que diz respeito à variabilidade mensal, devido à sua localização em latitudes mais elevadas e, conseqüentemente, às maiores discrepâncias na duração do dia entre as diferentes estações do ano (PEREIRA et al., 2017).

De acordo o MME (2023), o Brasil tem testemunhado um crescimento significativo na capacidade de geração de energia solar fotovoltaica, em diversas aplicações. Além de grandes usinas solares, conforme mencionado na Tabela 2, muitas residências, empresas e instituições estão e investindo em sistemas de geração distribuída, onde a energia solar é gerada localmente e, em alguns casos, o excedente pode ser injetado na rede elétrica (ABSOLAR, 2022).

Tabela 3 - As dez maiores usinas de energia solar no Brasil, em 2022.

<b>Localização da planta</b>	<b>Capacidade (MW)</b>
Janaúba – MG	1200
São Gonçalo – PI	864
Juazeiro – BA	837
Jaíba – MG	766
Várzea de Palma – MG	662
Pirapora – MG	495
Oliveira dos Brejinhos – BA	475
Pirapora – MG	400
Tabuleiro do Norte e Limoeiro do Norte – CE	360
Serra do Mel e Areia Branca – RN	320

Fonte: EPBR (2023).

Além disso, o Brasil foi o segundo maior contribuinte para o mercado solar sul-americano em 2020, produzindo 10,7 TWh de energia solar. Essa indústria começou a se expandir, principalmente, em 2012, quando foram implementados mecanismos de regulação

da ANEEL que permitem a troca de energia com a rede (KHARE; JAIN; BHUIYAN, 2023). Os custos de sistemas fotovoltaicos têm diminuído consideravelmente, tornando a energia solar mais acessível para consumidores residenciais e comerciais. Isso tem impulsionado ainda mais o crescimento desse setor no Brasil. O governo brasileiro promove leilões de energia para contratar projetos de geração de energia, incluindo usinas solares fotovoltaicas. Esses leilões incentivam investimentos em projetos de grande escala e têm contribuído para o crescimento da energia solar no país (MME, 2023).

## 2.2 Economia do Hidrogênio

O gás hidrogênio ( $H_2$ ) é inodoro e incolor, possuindo uma ampla faixa de inflamabilidade e baixa energia mínima para ignição. Este elemento é o mais leve na tabela periódica, apresentando uma estrutura atômica extremamente simples: um único elétron orbita em torno de um núcleo composto por um único próton (BBC, 2024). Consiste no elemento químico mais comum no universo, no qual, quase todos os nossos combustíveis químicos contêm hidrogênio, embora sob a forma de hidrocarbonetos ou outros compostos de hidrogênio (SE, 2022).

Entretanto, o hidrogênio quase não é encontrado na natureza na forma livre, devendo ser produzido por algum processo, uma vez que ele se encontra normalmente ligado a algum outro elemento ou composto químico (CGEE, 2010). Apesar das suas poucas desvantagens, como a sua inflamabilidade, tem um elevado poder calorífico superior 142 MJ/kg e poder calorífico inferior 120 MJ/kg comparativamente com qualquer combustível, é versátil e apresenta baixo impacto ambiental (NASSER et al., 2022).

As tecnologias que permitem o uso do hidrogênio como combustível ou como vetor energético são conhecidas há muitos anos, mas por razões principalmente de custo, ele ainda não é utilizado em larga escala (BBC, 2024). Mais recentemente, as energias renováveis e limpas (hidrelétrica, solar e eólica) passaram a ser utilizadas na produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água, surgindo o conceito de hidrogênio verde. No entanto, a produção de hidrogênio é derivada principalmente de fontes não renováveis, como gás natural, carvão e petróleo, que não só têm um impacto ambiental significativo, mas também contribuem para o esgotamento de recursos finitos (MURITALA et al., 2020).

Inicialmente, o uso de hidrogênio ganhou mais ênfase na descarbonização do setor automobilístico utilizando as tecnologias de células de combustível (WAPPLER et al., 2022). Entretanto, foi na década de 70 que o uso do hidrogênio começou a ser empregado na

indústria a partir da primeira crise petrolífera, na qual passou-se a considerá-lo como uma possível fonte de energia, através da conversão eletroquímica, que até então tinham como grande aplicação prática a utilização em missões espaciais (SANTOS; SANTOS, 2016). Depois disso, várias formas de produção começaram a ser empregadas e dependendo da fonte utilizada recebe uma classificação de cor para ser nomeado, conforme representado na Tabela 3.

Tabela 4 - Nomenclatura do hidrogênio quanto a sua forma de produção.

Cor	Método de Produção	Classificação
Preto	Produzido a partir de carvão mineral antracito por meio de processos como a gaseificação.	Alto Carbono
Marrom	A matéria-prima para produção do hidrogênio é o carvão mineral hulha, um tipo menos denso e com menor teor de carbono em sua composição em comparação ao seu correspondente do tipo antracito.	
Cinza	Tipo mais comum de hidrogênio produzido atualmente e é gerado a partir de combustíveis fósseis, como gás natural, através do processo de reforma a vapor.	
Branco	Também conhecido como hidrogênio natural ou geológico, é aquele produzido por processos naturais e encontrado em ambientes geológicos.	Baixo Carbono
Azul	Produzido a partir de gás natural ou outras fontes fósseis, onde o dióxido de carbono gerado durante o processo de produção é capturado e armazenado para evitar sua liberação na atmosfera.	
Rosa	Fonte primária de energia elétrica é nuclear.	
Turquesa	Processo chamado pirólise do metano é usado para produzir hidrogênio e carbono sólido, que pode ser armazenado ou utilizado em outros processos.	
Amarelo	Refere-se ao hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água utilizando eletricidade proveniente de fontes nucleares.	Zero Carbono
Verde	Utiliza qualquer fonte renovável de energia na eletrólise, como solar ou eólica.	

Fonte: Wappler et al. (2022) e BBC (2024).

A emergência do hidrogênio verde como uma alternativa viável aos métodos convencionais de produção de hidrogênio criou oportunidades para a integração de fontes de energia renováveis no cabaz energético (HASSAN et al., 2024). Dessa forma, para atingir esse cenário, conforme a matriz energética dos países, o  $H_2$  desempenhará, em maior ou menor grau, um papel fundamental nessa transformação (CASTRO et al., 2023):

- Integrando as energias renováveis à geração de energia;
- Distribuindo a energia entre regiões;
- Aumentando a resiliência do sistema energético;

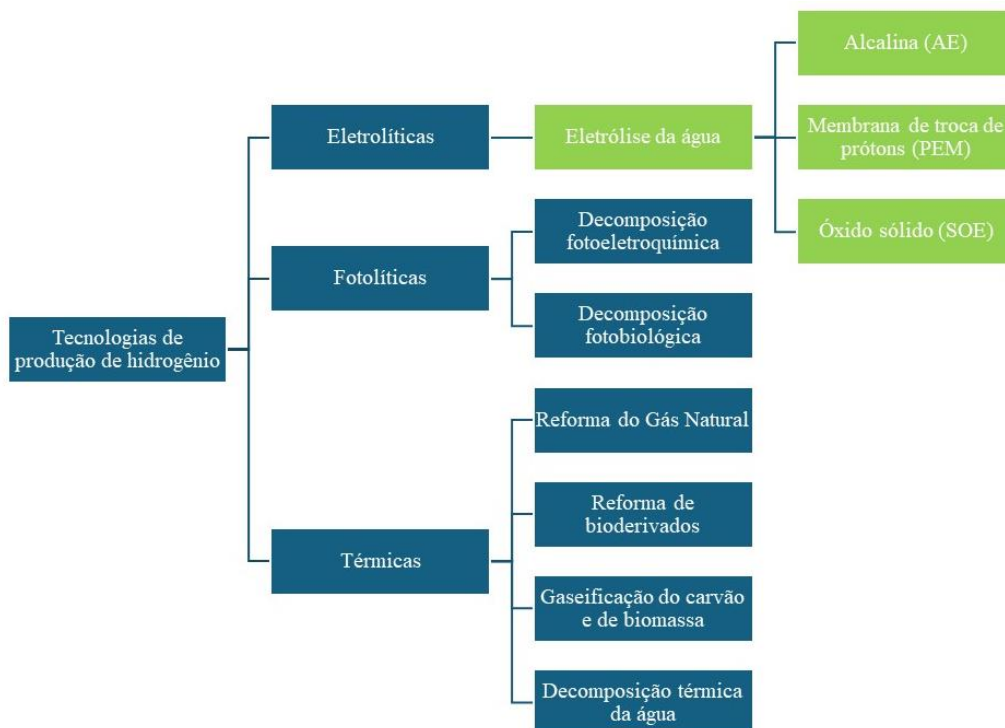
- Descarbonizando o sistema de transporte;
- Descarbonizando o uso da energia na indústria e o fornecimento de energia elétrica e calor nas edificações;
- Produzindo e proporcionando matérias-primas limpas para a indústria.

Contudo, para entender o papel futuro do hidrogênio a perspectiva dos custos da geração, armazenamento, transporte e conversão de energia são recursos indispensáveis.

### 2.3 Produção do Hidrogênio

A produção de hidrogênio pode ocorrer por meio de vários métodos, que podem ser divididos em três rotas tecnológicas, sendo as principais: térmicas, eletrolíticas e fotolíticas, as quais se desdobram em sete processos principais (CASTRO et al., 2023), ilustrados na Figura 4. A escolha do método de produção muitas vezes depende da disponibilidade de recursos, custos associados, eficiência energética e considerações ambientais.

Figura 4 - Tecnologias para produção de  $H_2$ .



Fonte: Castro et al. (2023).

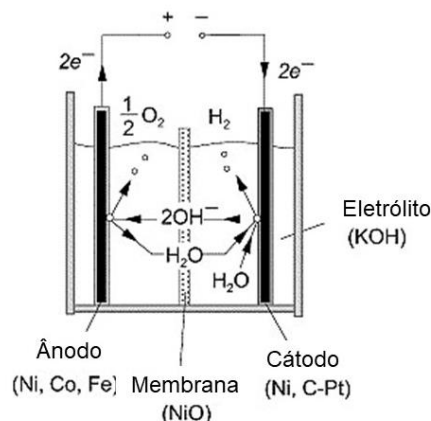
Em escala comercial, os processos de reforma têm sido os mais dominantes de todos os processos de alta temperatura para produzir hidrogênio a partir de variedades de recursos

fósseis ou renováveis como o etanol. Este é um processo termoquímico que utiliza mais de uma etapa catalítica, é endotérmico e consiste na conversão catalítica da mistura vapor d'água e hidrocarboneto ou álcool em hidrogênio (HASSAN et al., 2024). Alternativamente, o hidrogênio pode ser produzido através da eletrólise, que utiliza eletricidade para dividir as moléculas de água em hidrogênio e oxigênio (HASSAN et al., 2023b). Neste estudo, apenas o processo de eletrólise será minuciosamente detalhado, uma vez que é utilizado na análise do objeto de estudo.

### 2.3.1 Eletrólise da Água

A eletrólise é um processo no qual uma corrente elétrica passa através de um eletrólito para causar uma reação química não espontânea, cujo processo envolve a divisão da água ( $H_2O$ ) em hidrogênio ( $H_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ) utilizando uma corrente elétrica.

Figura 5 - Modelo esquemático do processo de eletrólise alcalina da água.



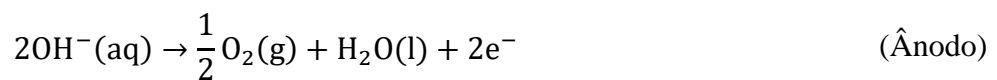
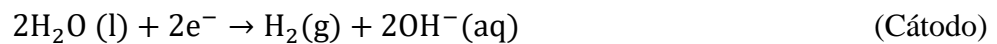
Fonte: ULLEBERG (1998).

Este processo se subdivide em três categorias a depender dos diferentes sistemas de eletrólitos: a eletrólise alcalina, a eletrólise da membrana de troca de prótons e a eletrólise de óxido sólido. Estes sistemas empregam uma variedade de materiais e condições operacionais, embora os princípios operacionais permaneçam consistentes. Além disso, dependendo das temperaturas de operação, a eletrólise da água pode ser realizada tanto em baixa quanto em alta temperatura.

A eletrólise da água alcalina ocorre em temperaturas mais baixas (60-80 °C), utilizando uma solução aquosa de  $KOH$  e/ou  $NaOH$  como eletrólito, com uma concentração de eletrólito em torno de 20% a 30%. Em um eletrolisador alcalino, o diafragma é composto de

amianto, enquanto materiais de níquel são empregados como eletrodos. O hidrogênio gerado apresenta uma pureza de aproximadamente 99% (CHI; YU, 2018).

Durante a reação química, no cátodo, a água é reduzida a gás hidrogênio ( $H_2$ ) e íons hidróxido ( $OH^-$ ), enquanto no ânodo, os íons hidróxido são oxidados, produzindo gás oxigênio ( $O_2$ ), água e liberando elétrons. Dessa forma, duas moléculas de água ( $2H_2O$ ) são decompostas para produzir duas moléculas de gás hidrogênio ( $2H_2$ ) e uma molécula de gás oxigênio ( $O_2$ ).



Na eletrólise tipo PEM, as membranas de troca de prótons são utilizadas em substituição ao amianto, com a condução de prótons ocorrendo na própria membrana. Vale destacar que a permeabilidade ao gás de um PEM é consideravelmente inferior à do amianto. Os eletrolisadores PEM, ao não gerarem névoa alcalina no gás produzido, apresentam uma pegada ambiental mais favorável. Adicionalmente, a rápida resposta, a alta eficiência, o design compacto e a capacidade de alcançar altas pressões de saída fazem da eletrólise PEM uma tecnologia promissora na produção de hidrogênio. Além disso, a densidade de corrente operacional deste sistema ( $10 \text{ A/cm}^2$ ) foi muito maior do que a de outras tecnologias de eletrólise de água alcalina (CHI; YU, 2018).

A técnica de eletrólise de óxido sólido, também referida como eletrólise de alta temperatura, emprega uma célula específica, geralmente constituída por um material cerâmico como a zircônia estabilizada com ítria (YSZ). Essa célula é composta por um ânodo e um cátodo, comumente confeccionados a partir de um compósito poroso de níquel-YSZ. A eletrólise de óxido sólido (SOE) opera em altas temperaturas, normalmente entre 700 e 1000 °C, para facilitar o movimento de íons de oxigênio através do eletrólito de óxido sólido (HASSAN et al., 2024).

Atualmente, a China lidera a capacidade instalada global de eletrolisadores, com projetos significativos em construção. Em 2022, a China tinha quase 220 MW de capacidade instalada de eletrolisadores, com mais 750 MW previstos para entrar em operação em 2023. Isso coloca a China na vanguarda tanto da capacidade atual quanto das capacidades de fabricação de eletrolisadores, representando 40% do total global (IEA, 2023b).



### 2.3.2 Tecnologias de Armazenamento e Transporte de Hidrogênio

A compressão e armazenamento de hidrogênio são etapas cruciais na sua cadeia de valor, especialmente para garantir seu uso eficiente e seguro nos diversos setores industriais e de transporte. A compressão do hidrogênio é essencial para aumentar sua densidade energética, tornando viável o armazenamento e o transporte (IEA, 2023b).

Para o armazenamento, existem várias opções tecnológicas, cada uma com suas vantagens e desafios. Atualmente, as principais tecnologias incluem hidrogênio comprimido, hidrogênio líquido, amônia e transportadores orgânicos líquidos de hidrogênio (LOHCs) (BLOOMBERGNEF, 2020). O armazenamento de hidrogênio comprimido é uma das formas mais comuns e bem estabelecidas. O hidrogênio é comprimido a pressões muito altas (tipicamente entre 350 e 700 bar) e armazenado em cilindros de aço ou compósitos. As tecnologias mais comuns para compressão de hidrogênio incluem compressores mecânicos e compressores a pistão. Essa forma de armazenamento é amplamente utilizada em aplicações móveis, como em veículos movidos a célula de combustível, e para transporte terrestre em distâncias curtas (FHC JU, 2019).

O hidrogênio líquido é armazenado a temperaturas extremamente baixas ( $-253^{\circ}\text{C}$ ) em tanques criogênicos. Esse método permite armazenar grandes quantidades de hidrogênio em um volume menor comparado ao hidrogênio comprimido, tornando-o ideal para transporte em larga escala e armazenamento em longo prazo. No entanto, a liquefação do hidrogênio é um processo energeticamente intensivo e requer isolamento térmico avançado para evitar perdas por evaporação (DOE, 2020).

A amônia é uma alternativa viável para o armazenamento e transporte de hidrogênio. Ela pode ser armazenada e transportada sob condições moderadas de temperatura e pressão e, posteriormente, decomposta para liberar hidrogênio. A infraestrutura existente para a amônia, usada amplamente na agricultura como fertilizante, pode ser aproveitada para o hidrogênio, tornando esta opção economicamente atraente. Além disso, a amônia pode ser diretamente utilizada como combustível em certos tipos de células a combustível (IEA, 2019).

Os LOHCs são compostos orgânicos que podem absorver e liberar hidrogênio por meio de reações químicas reversíveis. Esses transportadores permitem armazenar hidrogênio em estado líquido à temperatura ambiente e pressão, facilitando o transporte e manuseio com segurança. O principal desafio dos LOHCs é a eficiência do processo de carregamento e

descarregamento de hidrogênio, que ainda está em desenvolvimento (BLOOMBERGNEF, 2020).

#### 2.4 Desafios Atuais da Implementação do Hidrogênio Verde

O hidrogênio tem sido apresentado como uma promissora fonte de energia capaz de desempenhar um papel crucial na transição para uma matriz energética sustentável. Embora as tecnologias que viabilizam o uso do hidrogênio como combustível ou vetor energético sejam conhecidas há muitos anos, sua adoção em larga escala tem sido limitada principalmente devido a considerações de custo. A expectativa é que até 2050, o Brasil seja capaz de produzir o hidrogênio verde mais econômico do mundo, chegando a custar apenas metade do preço do hidrogênio cinza produzido atualmente (BBC, 2024).

Os principais desafios do uso do hidrogênio verde como fonte de energia, consistem principalmente, no custo de produção de hidrogênio através da eletrólise é atualmente mais elevado do que a produção através da reforma a vapor do metano, tornando-o menos competitivo; a eficiência limitada, uma vez que requer uma quantidade significativa de energia para produzir hidrogênio; a densidade volumétrica de energia muito baixa em comparação com combustíveis fósseis como a gasolina ou o diesel, o que significa que é necessário um grande volume de hidrogênio para armazenar a mesma quantidade de energia; a falta de infraestrutura para produção em larga escala e o elevado custo associado à construção e manutenção das instalações necessárias (HASSAN et al., 2023b).

#### 2.5 Estado da Arte

Os estudos sobre hidrogênio verde em todo o mundo têm demonstrado um interesse crescente na utilização desta fonte de energia limpa e renovável. Embora os estudos e pesquisas sobre esta fonte de energia limpa e renovável existam há muitos anos, a sua adoção em larga escala ainda enfrenta diversos desafios. Zghaibeh et al. (2022) realizaram uma análise econômica detalhada da produção de hidrogênio através de painéis fotovoltaicos em Salalah, no sul de Omã. Investigou-se o custo da produção de hidrogênio utilizando sistemas fotovoltaicos, considerando um sistema de 5 MWp que pode produzir aproximadamente 90910 kg de hidrogênio por ano, utilizando 70% da eletricidade gerada. Os resultados obtidos mostram um custo nivelado da energia do hidrogênio de 6,2 €/kg.

Nasser et al. (2022) conduziram análises detalhadas de energia, exergia, economia e impacto ambiental, de um sistema híbrido nas condições climáticas de Alexandria, Egito. O sistema é alimentado por usinas eólicas e solares fotovoltaicas, de 30 kW, gerando 108,4 MWh de eletricidade por ano. O eletrolisador consome 97,4 MWh para a produção de hidrogênio e 5,15 MWh para o seu armazenamento. Como resultado, o custo nivelado do hidrogênio comprimido (LCOH) varia entre 5,92 e 7,35 \$/kg  $H_2$ .

Srettiwat et al. (2023) realizou uma avaliação técnico-econômica da produção de hidrogênio verde por meio da eletrólise movida a energia solar em larga escala na Bélgica e em dois potenciais locais estrangeiros (Marrocos e Namíbia) para importações de hidrogênio. Os resultados mostraram que o custo nivelado do hidrogênio varia entre € 5,13/kg  $H_2$  na Namíbia, € 5,64/kg  $H_2$  na Bélgica e € 6,32/kg  $H_2$  em Marrocos para sistemas on-grid com eletrolisadores PEM. Para sistemas off-grid, os valores de LCOH são significativamente mais altos.

Hassan et al. (2023a) forneceram uma técnica precisa para comparar soluções eólicas e solares para a produção em larga escala de hidrogênio verde. Os resultados mostram que a capacidade ideal do eletrolisador pode corresponder a uma usina de turbina eólica de 1,5 MW e a uma usina de energia solar fotovoltaica de 2,0 MW. Além disso, o custo do hidrogênio verde em grande escala variou entre 6,33 \$/kg e 8,87 \$/kg utilizando energia eólica e solar.

Osei et al. (2024) avaliaram a viabilidade econômica da produção descentralizada de hidrogênio verde a partir de sistemas solares fotovoltaicos de 5 MW na capital do Gana, Accra. Neste estudo, o custo nivelado de produção de hidrogênio custa cerca de 9,49 \$/kg, sendo que, os custos de capital, custo da eletricidade, operação e manutenção e substituição de pilhas influenciam fortemente os custos do LCOH, na qual os custos de capital é o maior contribuinte.

Park et al. (2024) desenvolveram um modelo para determinar a quantidade de hidrogênio produzido e o custo nivelado do hidrogênio em quatro países: Estados Unidos (EUA), a China, a Austrália e a Coreia. Os resultados mostram o LCOH equivalente a 6,3 \$/kg para os EUA, 6,4 \$/kg para a Austrália, 7,2 \$/kg para a China e 9 \$/kg para a Coreia. Ainda, os autores revelaram que para todas as nações, o tamanho ideal do eletrolisador para minimizar o LCOH é de aproximadamente 60% da capacidade de energia solar, e a instalação de baterias é ineficaz para aumentar a viabilidade econômica, mas pode melhorar a produção de hidrogênio através da utilização de eletricidade não utilizada.

### 2.5.1 Potencial do Hidrogênio no Brasil

Nadaleti e Gomes (2023) analisaram o potencial e a viabilidade econômica da produção de hidrogênio a partir de biogás de resíduos urbanos no Brasil. Neste estudo, a capacidade do Brasil em produzir  $H_2$  são  $4,57 \text{ E}+08 \text{ Nm}^3H_2/\text{ano}$  em estações de tratamento de águas residuais e  $2,87 \text{ E}+09 \text{ Nm}^3H_2/\text{ano}$  em aterros sanitários. O custo nivelado da eletricidade (LCOE) do sistema em estação de tratamento de águas residuais variou de 0,26 a 0,24  $\$/\text{kWh}$  para plantas com tamanhos de 0,55 a 3,21 MW. Contudo, o sistema PEM não atingiu a viabilidade econômica.

Miranda e Custódio (2023) fizeram uma análise econômica para instalação de plantas de eletrólise para produção de hidrogênio juntamente a geração eólica. Foi dimensionado um parque eólico de 310 MW e eletrolisadores do tipo PEM, com três cenários de potência (22, 44 e 66 MW). O aumento do custo do hidrogênio torna-se evidente com o aumento dos investimentos em capital de giro para armazenamento.

Souza et al. (2024) avaliaram o potencial de produção de hidrogênio a partir de excedentes de energia renovável, especificamente de pequenas centrais hidroelétricas (PCHs) e parques eólicos na região Sul. No cenário 1, são considerados 5% do potencial excedente das usinas eólicas e PCHs para a produção de hidrogênio, enquanto, no cenário 2, esse valor é reduzido para 3%.

Macedo e Peyerl (2022) apresentaram resultados de simulação de um sistema híbrido hipotético baseado em dados das usinas de energia eólica Baixa do Feijão e solar Sertão Solar Barreiras com um sistema de produção e armazenamento de hidrogênio verde no Brasil. A análise visa produzir hidrogênio verde a partir das usinas existentes, armazená-lo e vendê-lo para outros setores. Os resultados da simulação mostram um período de payback de 16 anos e um custo de produção de hidrogênio acima de 50  $\$/\text{kg}$  e que o sistema começa a ser economicamente viável para horas acima de 3000 e eletrolisadores com um CAPEX abaixo de 650  $\$/\text{kW}$ .

Costa (2023) realizou uma análise comparativa entre a produção de hidrogênio verde utilizando energia solar e eólica, enfocando os aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Os resultados mostraram que, a eletricidade gerada em sistema fotovoltaico apresentou variação entre 0,52  $\$/\text{kWh}$  e 0,67  $\$/\text{kWh}$ , enquanto custo de produção de hidrogênio verde solar se situou entre 4,33  $\$/\text{kWh}$  e 4,97  $\$/\text{kWh}$ . Além disso, observou-se que o custo da energia elétrica fotovoltaica calculado foi de aproximadamente 18,8 vezes menor que o custo de energia elétrica eólica, em média.

### 2.5.2 Mercado de Hidrogênio

No Brasil, o setor industrial é o principal consumidor de hidrogênio como insumo. Os quatro maiores usos do hidrogênio neste setor são: refino de petróleo (33%), produção de amônia (27%), produção de metanol (11%) e produção de aço (3%). Em 2023, o país produziu cerca de 600 mil toneladas de hidrogênio, sendo que a maior parte desta produção foi utilizada internamente por indústrias de refinarias e de fertilizantes. Dessa forma, a maioria das plantas de produção de hidrogênio está localizada em regiões litorâneas, próximas à malha de gasodutos do país (IPEA, 2022).

Refinarias brasileiras utilizam o hidrogênio principalmente no processo de hidrotratamento e hidrodessulfurização, essenciais para a produção de combustíveis mais limpos. A Petrobras, maior empresa de petróleo do Brasil, consome grandes volumes de hidrogênio em suas operações de refino. No setor siderúrgico, empresas como Gerdau e Usiminas utilizam hidrogênio na produção de aço, especialmente em processos de redução direta. A Yara e a Unigel, que já produzem amônia no Brasil, anunciaram que a partir de 2023 passariam a produzir amônia verde (BNDES, 2022; FERNANDES et al., 2023).

Além disso, há setores menores que também consomem hidrogênio: o de alimentos, para a hidrogenação de produtos, especialmente margarinas; o de vidros planos, para a inertização do banho de estanho, prevenindo defeitos no vidro e protegendo as câmaras e equipamentos de conformação; e o de geração de energia (termelétricas), para a refrigeração de turbinas e o setor de transporte, que inclui carros, ônibus, aviões e navios (IPEA, 2022).

Conforme IPEA (2022), o fornecimento de hidrogênio como insumo para a indústria no Brasil é realizado majoritariamente por quatro empresas de gases industriais: Linde, Air Liquide, Air Products e Messer. Estas empresas possuem infraestruturas robustas e tecnologias avançadas que garantem a produção, compressão, armazenamento e distribuição eficientes do hidrogênio. Além disso, essas empresas estão continuamente investindo em pesquisa e desenvolvimento para aprimorar a sustentabilidade e a segurança dos processos, contribuindo para a expansão do uso do hidrogênio em diversos setores industriais no Brasil.

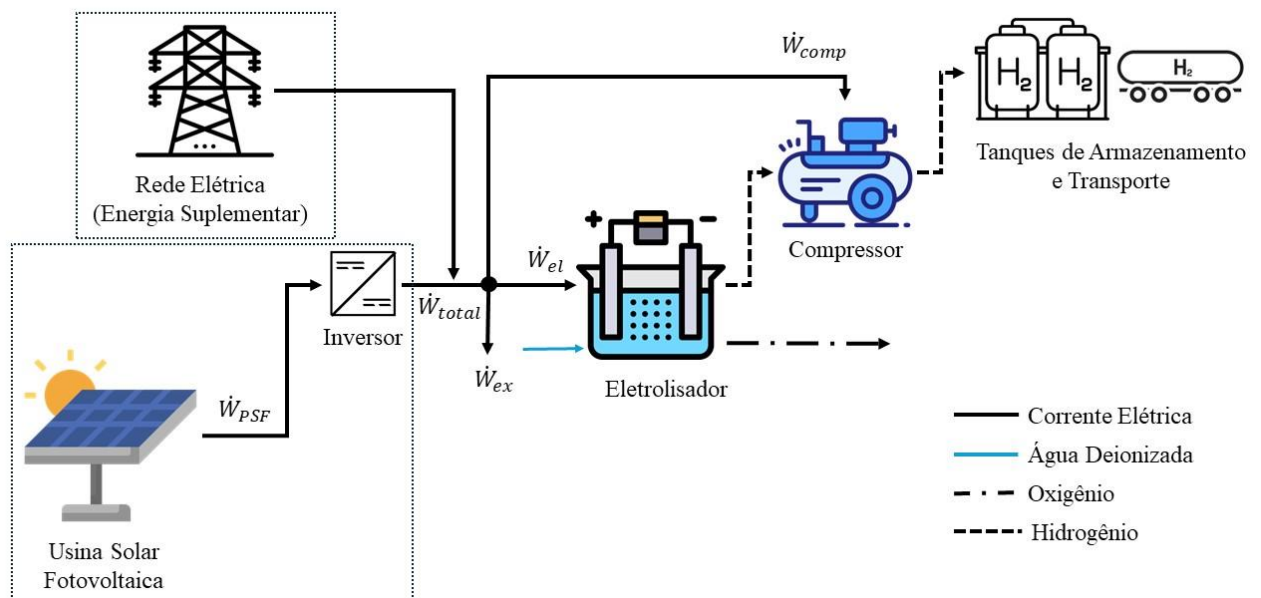
### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Apresentação do Modelo

O diagrama apresentado na Figura 6 ilustra um modelo de produção de hidrogênio verde utilizando energia solar fotovoltaica. O sistema em análise é constituído por uma usina solar fotovoltaica para a geração de eletricidade, inversores de potência que converte a corrente contínua (CC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (CA), um eletrolisador de água alcalina para a produção de hidrogênio, além de um compressor e tanques de armazenamento para fins de estocagem. Esse hidrogênio é então, transportado para seu uso final.

Nesse contexto, a eletricidade gerada pelos painéis fotovoltaicos alimenta tanto o eletrolisador quanto o compressor. Este sistema híbrido garante a produção contínua de hidrogênio, aproveitando ao máximo a energia solar disponível e utilizando a rede elétrica como uma fonte suplementar para manter a produção de hidrogênio eficiente e confiável.

Figura 6 - Modelo esquemático da produção de  $H_2$  por meio da energia solar fotovoltaica.



Fonte: o autor (2024).

#### 3.2 Modelo Matemático

### 3.2.1 Painéis Fotovoltaicos

A metodologia utilizada para desenvolver o modelo computacional do sistema fotovoltaico foi baseada em Ceylan e Devrim (2021) e Nasser et al. (2022). A potência ( $\dot{W}_{PSF}$ ) e a temperatura dos painéis solares fotovoltaicos ( $T_{PSF}$ ) foram calculadas de acordo com a Equações (1) e (2), cujos parâmetros de entrada são a irradiação solar ( $I_{r_l}$ ) e a temperatura ambiente ( $T_a$ ).

$$\dot{W}_{PSF} = n_{PSF} \cdot \frac{I_{r_l}}{I_{r_{STC}}} \cdot [\dot{W}_{PSF,max} + \mu_p \cdot (T_{PSF} - T_{STC})] \quad (1)$$

$$T_{PSF} = T_a + I_{r_l} \left( \frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \quad (2)$$

Sendo,  $n_{PSF}$  o número de módulos fotovoltaicos,  $I_{r_{STC}}$  e  $T_{STC}$  a irradiação solar e temperatura de referência nas condições *Standard Test Conditions* (STC),  $\dot{W}_{PSF,max}$  a potência máxima de operação do módulo,  $\mu_p$  o coeficiente de variação da potência do módulo com a temperatura e  $T_{NOCT}$  a temperatura nominal de operação do painel solar. A Tabela 4 mostra os parâmetros do modelo do painel solar fotovoltaico escolhido para este estudo.

Tabela 4 - Características do módulo fotovoltaico da Aiko.

Parâmetro	Valor
Modelo	A-MAH72Mw
Tipo	Monocristalino
Dimensões	2278 mm × 1134 mm × 35 mm
Potência máxima ( $\dot{W}_{PSF,max}$ )	620 W
Coeficiente de variação de potência ( $\mu_p$ )	-0,0029 W/°C
Irradiância solar de referência ( $I_{r_{STC}}$ )	1000 W/m <sup>2</sup>
Temperatura de referência ( $T_{PSF}$ )	25 °C
Temperatura nominal da célula ( $T_{NOCT}$ )	45 °C

Fonte: AIKO (2023).

### 3.2.2 Inversor

O inversor é utilizado para fornecer energia adequada ao eletrolisador, cuja eficiência ( $\eta_{conv}$ ) é considerada constante durante o processo de modelagem, e o valor assumido é

mantido em 95%, considerado como ponto de referência para muitos inversores modernos, que são projetados para ter uma eficiência alta e estável. (NASSER et al., 2022).

$$\dot{W}_{total} = \dot{W}_{PSF} \cdot \eta_{conv} \quad (3)$$

### 3.2.3 Eletrolisador

O eletrolisador é um dispositivo que utiliza energia elétrica para decompor água pura em hidrogênio e oxigênio. A metodologia utilizada para desenvolver o modelo computacional do eletrolisador alcalino foi baseada em Tijani; Yusup; Rahim (2014) e Nasser et al. (2022). Para tanto, as seguintes premissas foram assumidas sobre a reação de divisão da água:

- o hidrogênio e o oxigênio são gases ideais;
- a água é um fluido incompressível; e
- as fases gasosa e líquida são separadas.

Na eletrólise, a tensão da célula operacional é a soma da tensão reversível ( $U_{rev}$ ), da tensão de ativação ( $U_{ativ}$ ) que é a resposta do eletrodo e da tensão ôhmica do eletrólito ( $U_{ohm}$ ), conforme a Equação (4).

$$U_{célula} = U_{rev} + U_{ativ} + U_{ohm} \quad (4)$$

Desse modo, a lei de Faraday relaciona a energia elétrica necessária para dividir a água com a taxa de conversão química em quantidades molares. A energia elétrica para um processo eletroquímico reversível, ou a tensão reversível da célula, é expressa por meio da Equação (5).

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} \quad (5)$$

Sendo,  $\Delta G$  a energia de Gibbs na condição padrão de temperatura para divisão da água, equivalente a  $237,2 \text{ kJ/mol}$ ,  $z$  o número de elétrons por reação e  $F$  a constante de Faraday corresponde a  $96485 \text{ C/mol}$ . Portanto, a tensão reversível é constante e equivalente a  $1,229 \text{ V}$ .

A cinética do eletrodo de uma célula eletrolisadora pode ser modelada usando relações empíricas de corrente-tensão (I-U), conforme as Equações (6) e (7).



$$U_{ativ} = s \cdot \log \left( \frac{t_1 + \frac{t_2}{T_{el}} + \frac{t_3}{T_{el}^2}}{A} \cdot I + 1 \right) \quad (6)$$

$$U_{ohm} = \frac{r_1 + r_2 \cdot T_{el}}{A} \cdot I \quad (7)$$

Considerando  $T_{el}$  a temperatura do eletrolisador,  $r$  os parâmetros de resistência ôhmica,  $t$  os coeficientes de sobretensão,  $s$  a sobretensão do eletrodo,  $A$  a área do eletrodo e  $I$  a corrente do eletrolisador. Desta maneira, a Equação (4) pode ser reescrita conforme a Equação (8).

$$U_{célula} = 1,229 + s \cdot \log \left( \frac{t_1 + \frac{t_2}{T_{el}} + \frac{t_3}{T_{el}^2}}{A} \cdot I + 1 \right) + \left( \frac{r_1 + r_2 \cdot T_{el}}{A} \cdot I \right) \quad (8)$$

Um sistema de equações permite, então, definir a tensão ( $U$ ) e corrente ( $I$ ) do eletrolisador com base na tensão da célula, conforme o modelo comercial escolhido.

$$U = U_{célula} \cdot n_c \quad (9)$$

$$I = \frac{\dot{W}_{el}}{U} \quad (10)$$

Sendo,  $n_c$  o número de células do eletrolisador e  $\dot{W}_{el}$  a potência recebida no eletrolisador da fonte de energia.

A potência do eletrolisador fornecida pelos módulos fotovoltaicos é determinado a partir da Equação (11).

$$\dot{W}_{el} = \dot{W}_{total} - \dot{W}_{comp} \quad (11)$$

A vazão molar de  $O_2$  e  $H_2$  na entrada do cátodo e ânodo do eletrolisador alcalino é calculada de acordo as Equações (12) e (13).

$$\dot{n}_{H_2} = \dot{n}_{H_2O} = 2\dot{n}_{O_2} = \eta_F \cdot \frac{n_c \cdot I}{z \cdot F} \quad (12)$$

$$\eta_F = \frac{\left(\frac{I}{A}\right)^2}{f_1 + \left(\frac{I}{A}\right)^2} \cdot f_2 \quad (13)$$

Sendo,  $\dot{n}$  a vazão molar. A Tabela 5 mostra os parâmetros do modelo do eletrolisador.

Tabela 5 - Características do eletrolisador alcalino PHOEBUS.

Parâmetro	Valor
Modelo	Eletrolisador alcalino PHOEBUS
Potência nominal	26000 W
Temperatura de operação do eletrolisador ( $T_{el}$ )	80 °C
Pressão de operação ( $P_{el}$ )	7 bar
Número de células ( $n_c$ )	21
Área do eletrodo ( $A$ )	0,25 m <sup>2</sup>
Sobretensão do eletrodo ( $s$ )	0,185 V
Número de elétrons por reação ( $z$ )	2
Resistência ôhmica ( $r_1$ e $r_2$ )	8,05 · 10 <sup>-5</sup> Ωm <sup>2</sup> e -2,5 · 10 <sup>-7</sup> Ωm <sup>2</sup> /°C
Coefficiente de sobretensão ( $t_1$ , $t_2$ e $t_3$ )	-0,1002 m <sup>2</sup> /A, 8,424 m <sup>2</sup> · °C/A e 247,3 m <sup>2</sup> · °C/A
Parâmetros relacionados a eficiência de Faraday ( $f_1$ e $f_2$ )	2,5 · $T_{el}$ + 50 (A <sup>2</sup> /m <sup>4</sup> ) e -0,00075 · $T_{el}$ + 1

Fonte: Ulleberg (1998) e Nasser et al. (2022).

### 3.2.4 Compressor

De acordo Larminie e Dicks (2003), considerando que o fluxo de calor do compressor é desprezível, a mudança da energia cinética do gás conforme ele flui para dentro e para fora do compressor é desprezível e o gás é um gás perfeito e, portanto, o calor específico a pressão constante é constante, a potência necessária para acionar um compressor pode ser facilmente encontrada a partir da variação de entalpia. Esta relação é expressa pela Equação (14).

$$\dot{W}_{comp} = c_p \cdot \Delta T \cdot \dot{m} \quad (14)$$

Onde,  $\dot{m}$  é a vazão mássica e  $c_p$  o calor específico a pressão constante. A diferença de temperatura e o calor específico a pressão constante pode ser definido por meio das Equações (15) e (16).

$$\Delta T = \frac{T_{el}}{\eta_c} \left[ \left( \frac{P_{tanque}}{P_{el}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (15)$$

$$c_p = \frac{\gamma - 1}{\gamma} \cdot R \quad (16)$$

Dessa forma, substituindo as equações (15) e (16) na equação (14), é possível obter a potência do compressor:

$$\dot{W}_{comp} = \frac{\gamma - 1}{\gamma} \cdot R \cdot \frac{T_{el}}{\eta_c} \left[ \left( \frac{P_{tanque}}{P_{el}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \cdot \dot{n}_{H_2} \quad (17)$$

Sendo,  $\gamma$  é a razão entre as capacidades térmicas específicas do gás,  $R$  a constante do gás (8,31 J/mol · k),  $P_{el}$  a pressão do eletrolisador, conforme consta na Tabela 5, e  $P_{tanque}$  a pressão de armazenamento.

### 3.2.5 Tanque de Armazenamento de Hidrogênio

O hidrogênio produzido é armazenado em tanques de alta pressão. Foi sugerido que, se a pressão de armazenamento não exceder 200 bar, os resultados obtidos por ambas as abordagens serão semelhantes (NASSER et al., 2022).

$$P_{tanque} = \frac{T_a \cdot R \cdot n_{H_2}}{V_{tanque}} \quad (18)$$

## 3.3 Análise Energética e Exergética

Em geral, a eficiência de um sistema é comumente definida como a relação entre a energia produzida e a energia consumida. Neste estudo específico, a energia solar é

considerada como a energia de entrada do sistema, enquanto a energia armazenada no hidrogênio é tratada como a energia de saída. De forma análoga podemos quantificar a exergia de cada componente.

$$\eta = \frac{Energia_{sai}}{Energia_{entra}} \quad (19)$$

$$\psi = \frac{Exergia_{sai}}{Exergia_{entra}} \quad (20)$$

Portanto, as eficiências energéticas dos módulos fotovoltaicos e do eletrolisador são expressas pelas Equações (21) e (22).

$$\eta_{PSF} = \frac{\dot{W}_{PSF}}{I r_l A_{PSF}} \quad (21)$$

$$\eta_{el} = \frac{\dot{m}_{H_2} PCS_{H_2}}{\dot{W}_{el}} \quad (22)$$

Sendo,  $PCS_{H_2}$  o poder calorífico superior do hidrogênio (141764 kJ/kg).

A análise exérgica de um sistema avalia a degradação de energia ou material ocorrida dentro do sistema, enquanto as informações de energia quantificam apenas as transferências e conversões de energia em um sistema ou processo. Além disso, a análise exérgica do sistema de armazenamento de hidrogênio é omitida, presumindo-se a ausência de vazamentos ou perdas nos tanques de armazenamento de hidrogênio. Dessa forma, a exergia dos módulos fotovoltaicos e do eletrolisador podem ser definidas por meio das Equações (23) e (25).

$$\psi_{PSF} = \frac{\dot{W}_{PSF}}{I r_l A_{PSF} \left( 1 - \frac{4}{3} \left( \frac{T_a}{T_{sol}} \right) + \frac{1}{3} \left( \frac{T_a}{T_{sol}} \right)^4 \right)} \quad (23)$$

$$\psi_{el} = \frac{\dot{m}_{H_2} (ex_q + ex_f)}{\dot{W}_{el}} \quad (24)$$

$$ex_f = c_{p,H_2} T_0 \left[ \frac{T_a}{T_0} - 1 - \ln \left( \frac{T_a}{T_0} \right) + \ln \left( \frac{P_{H_2}}{P_0} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \right] \quad (25)$$

Sendo,  $T_{sol}$  a temperatura do Sol (5800 K),  $A_{PSF}$  a área da usina solar fotovoltaica,  $ex_q$  e  $c_{p,H_2}$  a exergia química e o calor específico a pressão constante do hidrogênio (117113 kJ/kg e 14,890 kJ/kg K), respectivamente e  $T_0$  e  $P_0$  a temperatura e pressão nas condições ambiente (293,15 K e 1,013 bar), respectivamente (NASSER et al., 2022).

Como a energia elétrica é considerada completamente útil, a eficiência exérgica do conversor é assumida como sendo igual à sua eficiência energética, fixada em 95%, uma vez que a qualidade da energia elétrica é mantida elevada durante a conversão, e a principal perda é simplesmente a quantidade de energia dissipada como calor, que afeta tanto a exergia quanto a energia.

Dessa forma as eficiências global do sistema de produção de hidrogênio a partir de energia solar fotovoltaica pode ser descrita pela Equações () e ():

$$\eta_{global} = \eta_{PSF} \cdot \eta_{el} \cdot \eta_{inversor} \quad (26)$$

$$\psi_{global} = \psi_{PSF} \cdot \psi_{el} \cdot \psi_{inversor} \quad (27)$$

### 3.4 Análise Econômica

Para a avaliação econômica do projeto de geração de energia por meio de fontes renováveis, é essencial considerar detalhadamente todos os custos envolvidos. Estes custos incluem não apenas o investimento inicial nos componentes principais do sistema, mas também os custos recorrentes de operação e manutenção, os custos de instalação e reposição dos componentes.

Os custos de reposição são devidos ao menor tempo de vida útil de alguns componentes em relação a vida útil do projeto. O conversor e a pilha eletrolítica do eletrolisador possuem vida útil de 10 anos. Logo, no 13º ano, haverá custo respectivos das substituição desses componentes, uma vez que os dois primeiros anos são considerados para a construção da planta e a operação começa no 3º ano. O custo de reposição da pilha eletrolítica corresponde a 45% da custo de aquisição do eletrolisador e do conversor corresponde a 50% da planta. Além disso, o O&M da usina solar fotovoltaica foi considerado de 6% ao ano, da unidade de compressão e armazenamento foi considerado de 1% ao ano e do

eletrolisador de 2% ao ano, todos em relação ao custo de investimento (NASSER et al., 2022). Neste caso a vida útil do projeto foi considerada de 22 anos.

Desta maneira, o período de retorno, que é uma técnica amplamente utilizada na análise de investimentos para determinar o tempo necessário para que um investimento inicial seja recuperado através dos fluxos de caixa gerados pelo próprio investimento, pode ser calculado pela Equação (28) (MACEDO; PEYERL, 2022):

$$\text{Período de Retorno} = \frac{\text{CAPEX}}{(\text{Receita Anual})_{\text{descontado}}} \quad (28)$$

Sendo, CAPEX o investimento inicial e a receita o fluxo de caixa gerado. Neste caso, deve descontar os fluxos de caixa futuros para o valor presente, usando a taxa de desconto ( $r$ ) para cada ano ( $i$ ) da Tabela 6. Portanto, o valor presente pode ser determinado pela Equação (29).

$$(\text{Receita Anual})_{\text{descontado}} = \frac{\text{Receita Anual}}{(1+r)^i} \quad (29)$$

O LCOE (Custo Nivelado da Energia, do inglês *Levelized Cost of Energy*) é uma métrica fundamental para avaliar a viabilidade econômica de fontes de energia, considerando todos os custos ao longo do ciclo de vida da instalação. A Equação (30) é utilizada para determinar o LCOE atual.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} + \frac{(\sum_{i=1}^n \text{OPEX} + \text{Rep} + \text{Água})}{\left(\frac{1+f}{1+r}\right)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E}{(1+d)^i}} \quad (30)$$

Sendo, *OPEX* os custos de operação e manutenção – considerado de 6%, 2% e 1% dos custos de investimento da usina solar fotovoltaica, eletrolisador e compressão, armazenamento e transporte, respectivamente – *Rep* custos de reposição e *Água* os custos da água utilizada no processo de eletrólise. Os termos  $f$  e  $d$  referem-se a taxa de juros e a taxa de degradação do sistema, respectivamente, e  $E$  corresponde a quantidade de eletricidade gerada pela usina solar fotovoltaica anualmente.

De forma análoga, o LCOH (Custo Nivelado do Hidrogênio, do inglês *Levelized Cost of Hydrogen*) é usado para avaliar o custo de produção de hidrogênio ao longo do tempo. Ele inclui todos os custos associados à produção de hidrogênio (capital, operação, manutenção e água de alimentação) e os divide pela quantidade total de hidrogênio produzido durante a vida útil da planta. O LCOH é uma métrica crucial para determinar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio, especialmente em comparação com outras fontes de energia ou combustíveis. A Equação (31) permite determinar o LCOH do sistema de geração de hidrogênio (BHANDARI; SHAH, 2021).

$$LCOH = \frac{CI + \frac{(\sum_{i=1}^n OPEX + \text{Água} + Rep)}{(1+f)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{M_{H_2}}{(1+r)^i}} \quad (31)$$

Sendo,  $M_{H_2}$  a quantidade anual de hidrogênio produzido em kg.

Tabela 6 - Parâmetros de entrada para análise econômica do sistema.

Parâmetro	Valor	Referência
Taxa de inflação ( $f$ )	3,93%	(Trading Economic, 2024)
Taxa de juros ( $r$ )	10%	
Taxa de depreciação ( $d$ )	2%	(OSEI et al., 2024)
Preço de venda do hidrogênio comprimido ( $C_{H_2}$ )	10 \$/kg	
Tarifa da água (Guanambi – BA)	5,43 \$/m <sup>3</sup>	(EMBASA, 2023)
Tarifa da água (Janaúba – MG)	5,58 \$/m <sup>3</sup>	(ARSAE, 2023)
Tarifa de energia (Bahia / Minas Gerais)	0,15 / 0,14 \$/kWh	(ANEEL, 2024)

### 3.5 Análise Ambiental

Para analisar a mitigação de CO<sub>2</sub>, substituímos um sistema de energia solar por três tipos diferentes de usinas: uma de óleo combustível e uma de gás natural. A energia solar é uma fonte de energia limpa, que não emite dióxido de carbono durante a geração de eletricidade. Em contraste, usinas de óleo combustível e gás natural são fontes de energia que emitem quantidades significativas de CO<sub>2</sub>, contribuindo para o efeito estufa e as mudanças climáticas. A substituição permite uma análise comparativa das emissões de CO<sub>2</sub>, destacando a quantidade de emissões evitadas ao optar por energia solar em vez dessas fontes fósseis.

Sabe-se que o fator de emissão de dióxido de carbono é de 0,277 kg CO<sub>2</sub>/kWh para a eletricidade gerada por óleo combustível e de 0,20 kg CO<sub>2</sub> /kWh para as centrais de gás natural (NASSER et al., 2022; YOUSEF; HASSAN; SEKIGUCHI, 2019). Dessa forma, se as

perdas de transmissão e distribuição forem consideradas de 40% a mitigação anual de  $CO_2$  para o sistema é definida por meio das Equações (32) e (33).

$$(CO_2)_{\text{óleo combustível}} = E \times n \times 0,39 \quad (32)$$

$$(CO_2)_{\text{gás natural}} = E \times n \times 0,28 \times 1,40 \quad (33)$$

Os créditos de carbono ( $CC$ ) são instrumentos fundamentais na luta contra as mudanças climáticas, pois incentivam a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) através de mecanismos de mercado. Empresas e países que conseguem reduzir suas emissões abaixo de certos limites podem vender créditos de carbono, enquanto aqueles que excedem seus limites podem comprar esses créditos para compensar suas emissões. Isso cria um incentivo econômico para a adoção de tecnologias limpas e práticas sustentáveis. Portanto, a quantidade de crédito de carbono ganho é definida pela Equação (33), sendo, o *Custo do  $CO_2$*  equivalente a \$ 32/tonelada, conforme (FGV; OCBIO, 2024).

$$CC = CO_2 \times \text{Custo do } CO_2 \quad (34)$$

### 3.6 Análise de Sensibilidade

O estudo utilizou uma análise de sensibilidade para examinar a influência de diversos parâmetros nos indicadores financeiros (LCOE, LCOH e Período de Retorno). A análise de sensibilidade é uma técnica essencial em estudos econômicos e técnicos, pois permite entender como variações em parâmetros críticos podem afetar os resultados financeiros de um projeto.

Neste caso, dois parâmetros principais foram considerados: a eficiência do eletrolisador e a taxa de degradação da planta. Estes foram escolhidos devido ao impacto direto que exercem sobre o LCOE e o LCOH. Primeiramente, a eficiência do eletrolisador foi examinada em relação ao LCOH. A eficiência do eletrolisador, portanto, determina quanta energia elétrica é necessária para produzir uma quantidade específica de hidrogênio. Em segundo lugar, a taxa de degradação da planta foi analisada em relação ao LCOE. A taxa de degradação se refere à diminuição da capacidade de produção ao longo do tempo devido ao desgaste e ao envelhecimento dos componentes da planta.

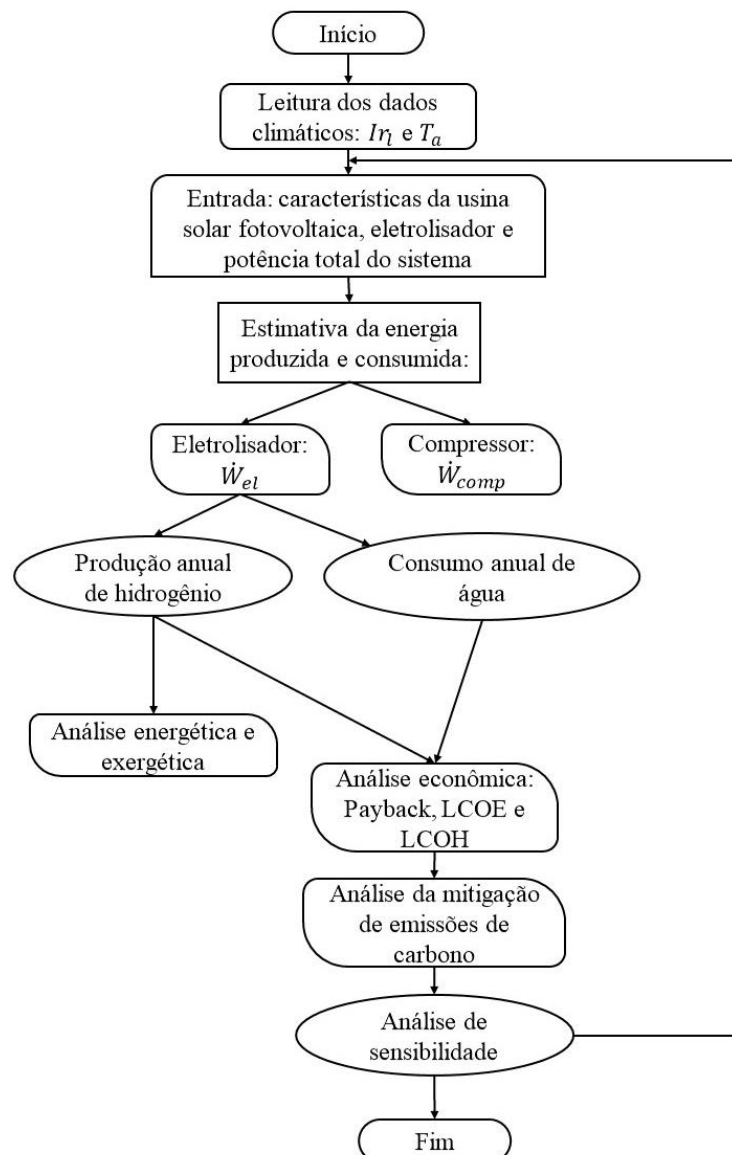


Por fim, considerou uma variação no preço de venda do hidrogênio entre 8 e 12 \$/kg, com o objetivo de analisar o impacto dessa variação no período de payback do investimento. Essa faixa de preços foi escolhida para refletir diferentes cenários de mercado e políticas de incentivo que podem influenciar o valor comercial do hidrogênio.

### 3.7 Fluxograma da Simulação

O modelo computacional desenvolvido neste estudo, foi realizado com auxílio do software Engineering Equation Solver (EES) e o Microsoft Excel para a análise econômica. A Figura 7 apresenta as etapas de resolução do sistema de produção de hidrogênio verde.

Figura 7 - Fluxograma do modelo computacional da produção de hidrogênio verde.



Primeiramente, o sistema realiza a leitura dos dados de temperatura e radiação solar de hora em hora, no intervalo das 5h às 18h, totalizando 4015 horas no ano. Os dados utilizados foram retirados do banco de dados da NASA (2024) que registram dados horários de medições. Esses dados são então utilizados para estimar a energia elétrica gerada por meio de painéis fotovoltaicos. Esta eletricidade é empregada para alimentar o eletrolisador e o compressor. O modelo do eletrolisador estima a produção anual de gás hidrogênio, assim como, o consumo de água e energia para realização do processo de eletrólise. Por último, é realizada a análise 4E: energia, exergia, econômica e de emissões de carbono.

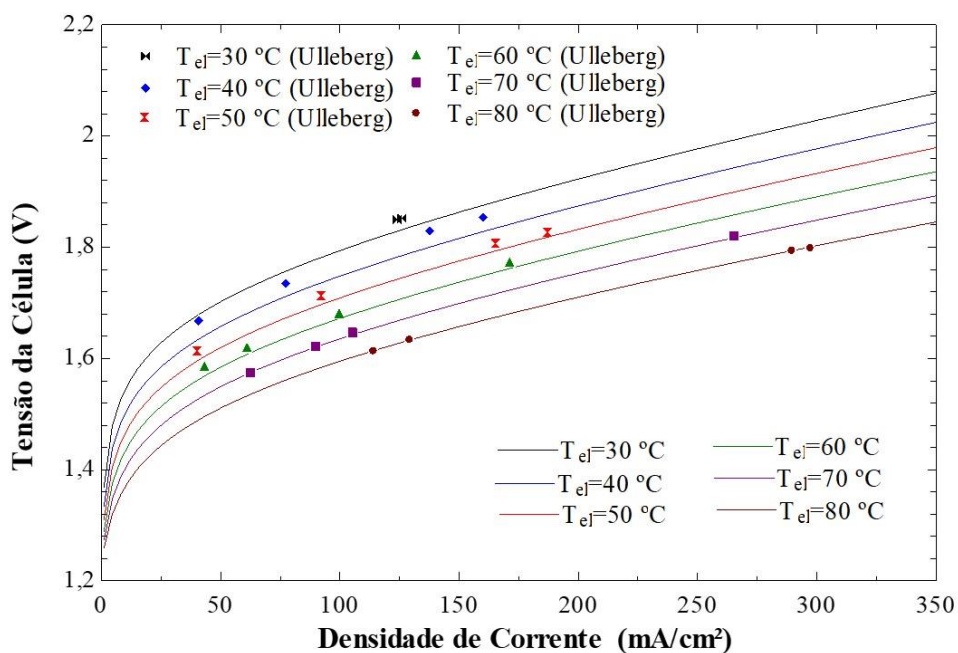
## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Validação do Modelo Matemático do Eletrolisador

Inicialmente, a partir da simulação matemática do modelo do eletrolisador, a relação entre a densidade de corrente ( $\text{mA}/\text{cm}^2$ ) e a tensão da célula (V) em diferentes temperaturas de eletrólito ( $T_{ej}$ ) durante a eletrólise foi analisada, conforme ilustrado na Figura 8. A análise das curvas nos permite tirar algumas conclusões importantes:

- À medida que a temperatura do eletrólito aumenta, a tensão da célula necessária para uma determinada densidade de corrente diminui. Isso é evidenciado pelas curvas que se deslocam para baixo com o aumento da temperatura.
- A curva a  $30^\circ\text{C}$  apresenta a maior tensão em comparação com as curvas a temperaturas mais altas, como  $80^\circ\text{C}$ .
- A relação entre a densidade de corrente e a tensão é aproximadamente linear para a faixa de temperaturas e densidades de corrente mostradas. No entanto, a inclinação das curvas sugere que a taxa de aumento da tensão com a densidade de corrente é menor em temperaturas mais altas, reforçando a ideia de que altas temperaturas são mais eficientes.

Figura 8 - Influência da temperatura do eletrólito na tensão da célula em diferentes densidades de corrente durante a eletrólise.



Fonte: o autor (2024).

De forma geral, o gráfico ilustra que a operação do eletrolisador em temperaturas mais altas resulta em uma tensão da célula mais baixa para uma dada densidade de corrente, indicando maior eficiência energética. Os resultados obtidos para o modelo do eletrolisador foi validado com o modelo de Nasser et al. (2022) e Ulleberg (2003), no qual apresentou boa concordância em temperaturas superiores. Os erros aumentam para temperaturas do eletrolisador menores, como 40 e 30 °C.

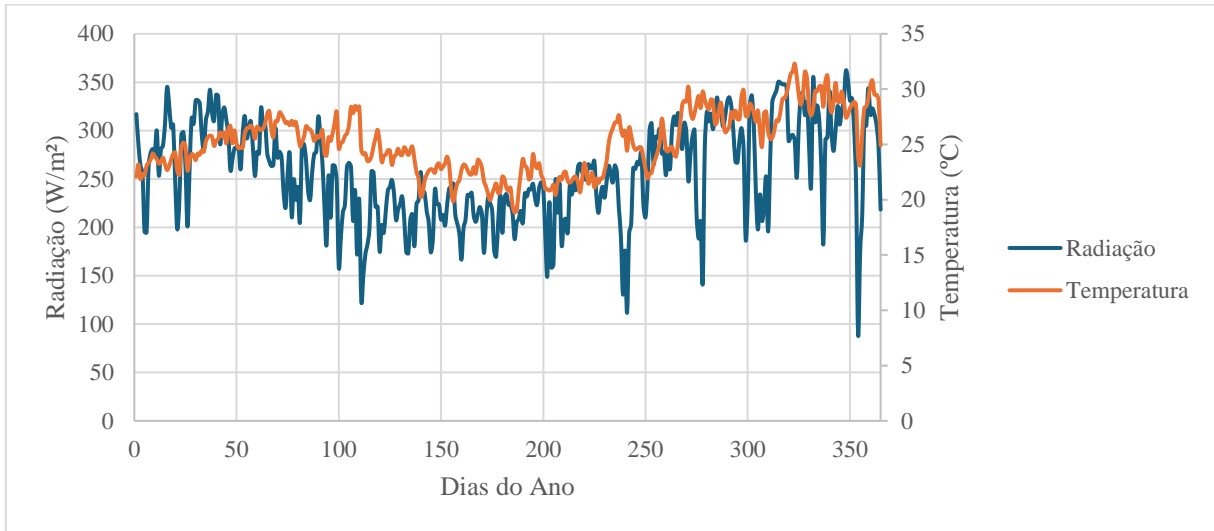
A densidade de corrente é um parâmetro fundamental na operação de um eletrolisador, determinando diretamente a taxa de produção de hidrogênio e oxigênio. Ela se refere à corrente elétrica aplicada por unidade de área do eletrodo. Densidades de corrente muito altas podem gerar bolhas de gás nos eletrodos, diminuindo a área ativa e potencialmente reduzindo a pureza dos gases produzidos. Isso também aumenta as perdas resistivas e a sobrepotencial, elevando o consumo de energia por unidade de produto gerado. Além disso, é crucial controlar a temperatura para manter uma cinética de reação favorável e evitar sobreaquecimento. Encontrar a densidade de corrente ideal é essencial para maximizar a eficiência energética do processo.

#### 4.2 Condições Climáticas dos Cenários de Estudo

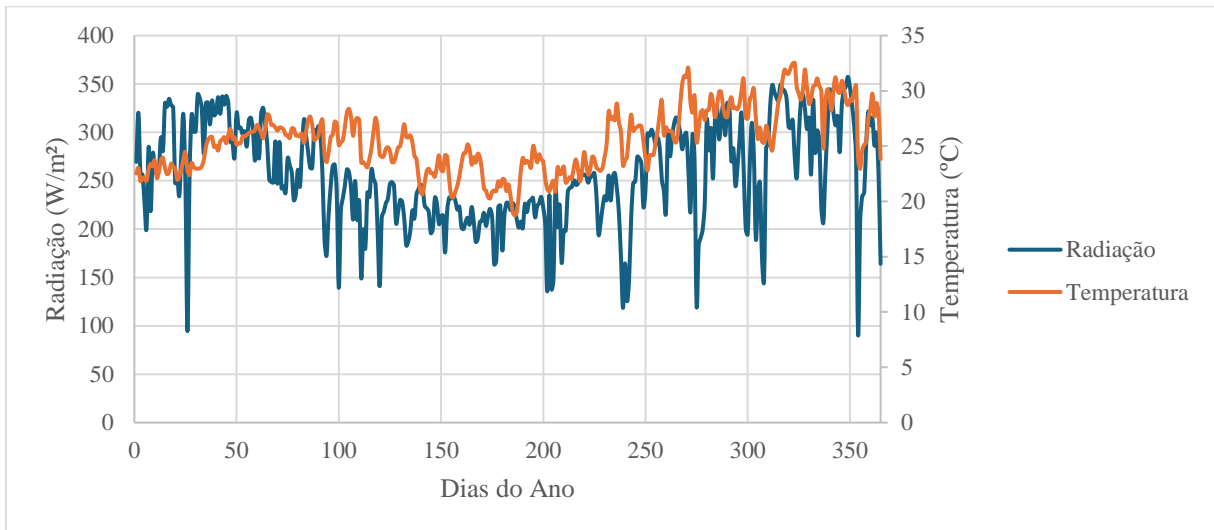
Em geral, municípios localizados em áreas próximas à linha do Equador, como o Nordeste e o Centro-Oeste do Brasil, recebem uma quantidade significativa de radiação solar ao longo do ano. Segundo dados de AWS Truepower *et al.* (2018), o município de Guanambi – BA apresenta o maior GHI médio anual entre as EMA, registrando 2273 kWh/m<sup>2</sup>. Em Minas Gerais, a microrregião de Janaúba é considerada uma das áreas promissoras em termos de radiação solar, com GHI médio anual superior a 2100 kWh/m<sup>2</sup> (CEMIG, 2012). Portanto, neste estudo, os cálculos energéticos, exergéticos e econômicos serão aplicados para as condições climáticas de Guanambi – BA e Janaúba – MG.

As Figuras 9 mostra as condições de temperatura e radiação solar para os municípios de Guanambi – BA, de coordenadas 14° 12' 26" Sul e 42° 46' 55" Oeste, e Janaúba – MG, de coordenadas 15° 48' 13" Sul e 43° 19' 3" Oeste, respectivamente. Observa-se que os gráficos de radiação e temperatura mostram um pico durante os meses de verão e uma redução nos meses de inverno.

Figura 9 - Temperatura e radiação solar do município de (a) Guanambi – BA e (b) Janaúba – MG.



(a)

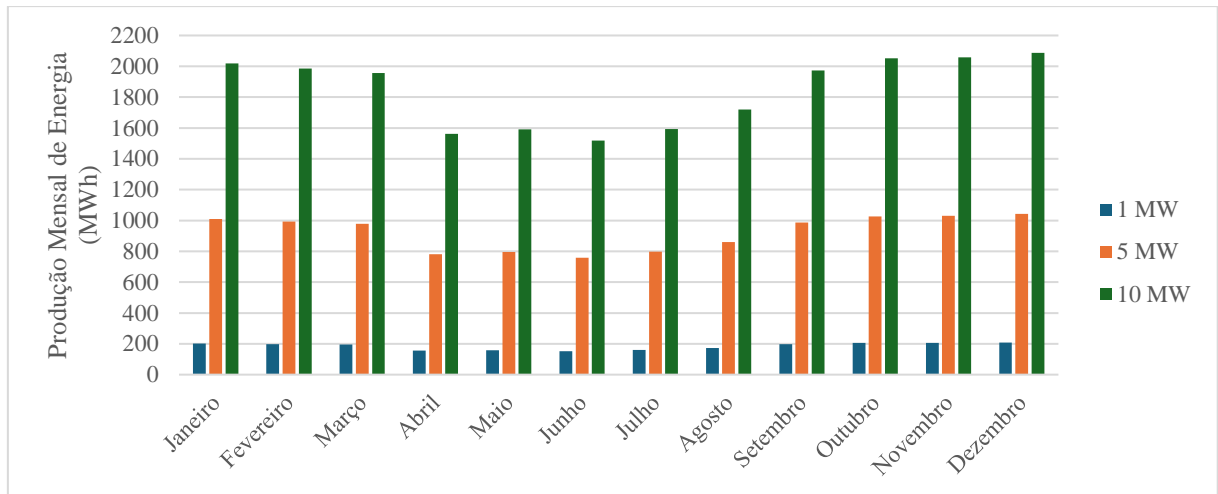


(b)

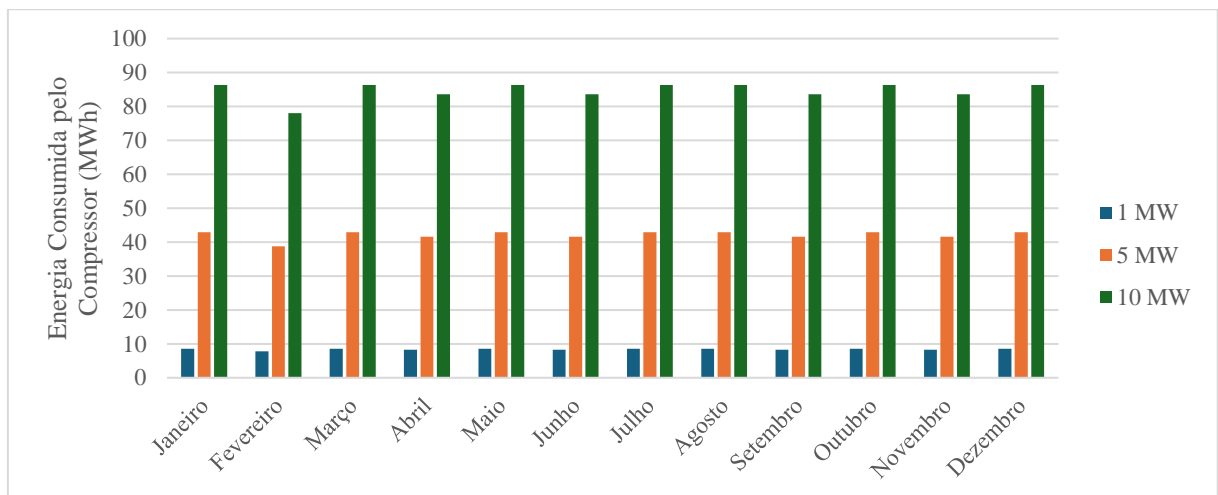
#### 4.3 Análise Energética e Exergética

A produção mensal de energia elétrica dos painéis fotovoltaicos, a energia mensal consumida pelo compressor e a energia disponível para o eletrolisador estão ilustrados na Figura 10, para as condições climáticas de Guanambi – BA, e Figura 11, para as condições climáticas de Janaúba – MG. O gráfico mostra os valores respectivos em MWh para três diferentes capacidades instaladas: 1 MW, 5 MW e 10 MW. Observa-se que a eletricidade gerada por esses painéis segue a mesma tendência da intensidade solar ilustrada na Figura 9. Notavelmente, os valores mais altos são registrados durante os meses de verão.

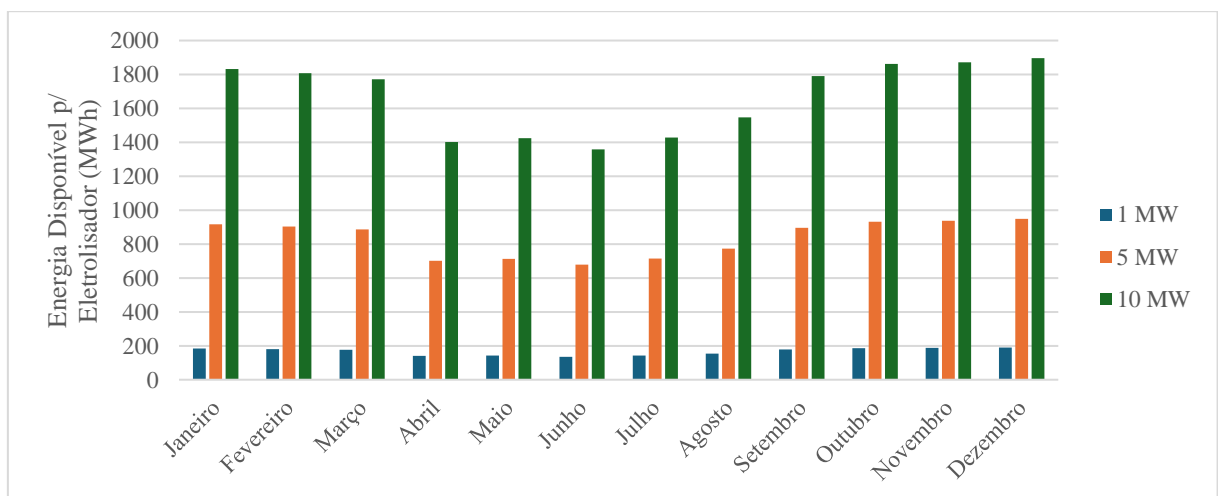
Figura 10 - Valores mensais para o município de Guanambi – BA: (a) produção dos painéis fotovoltaicos; (b) consumo de eletricidade do compressor; e (c) energia disponível para o eletrolisador.



(a)

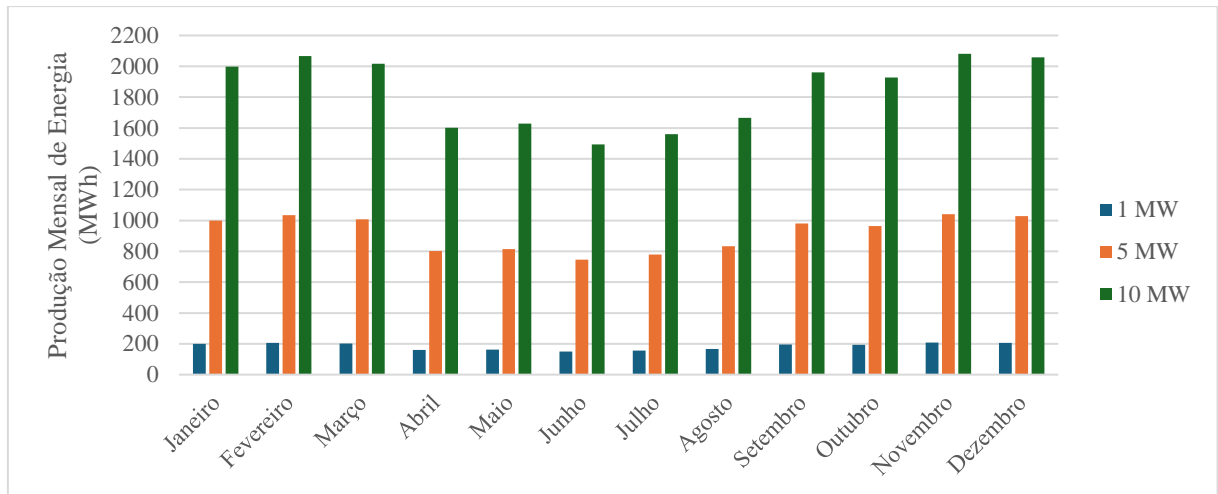


(b)

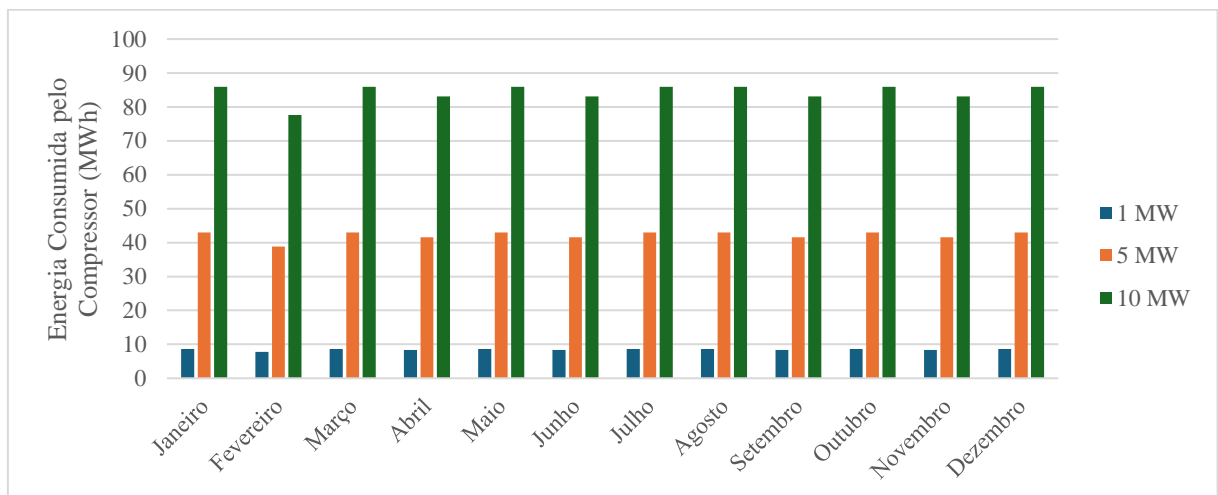


(c)

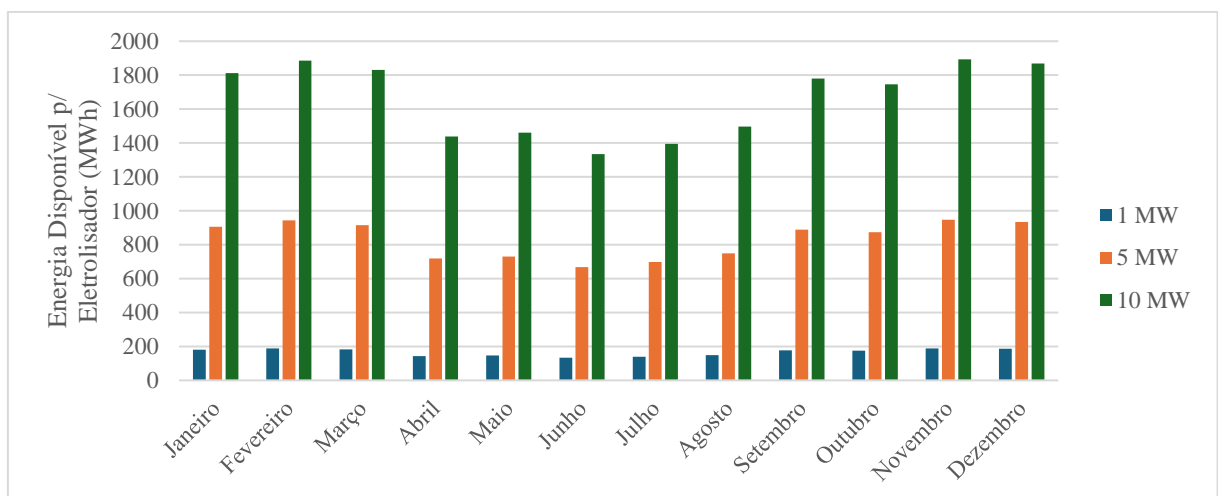
Figura 11 - Valores mensais para o município de Janaúba – MG: (a) produção dos painéis fotovoltaicos; (b) consumo de eletricidade do compressor; e (c) energia disponível para o eletrolisador.



(a)



(b)



(c)

As Figuras 10 e 11 (a) mostra que a produção de energia é relativamente proporcional a intensidade da radiação solar, ao longo dos meses para todas as capacidades instaladas, em ambos os municípios analisados. A produção mensal aumenta proporcionalmente com o aumento da capacidade instalada. A produção mais alta é alcançada nos meses de dezembro e novembro para os municípios de Guanambi e Janaúba, respectivamente, para todas as capacidades.

As Figuras 10 e 11 (b) mostra o consumo mensal de energia do compressor que é significativamente menor comparado ao consumo do eletrolisador e à produção de energia. Em ambos os casos, o consumo do compressor corresponde a aproximadamente 5 % da energia total gerada pelos painéis fotovoltaicos, para comprimir o hidrogênio da pressão do eletrolisador para a pressão de armazenamento, aqui considerada 200 bar. Por fim, A Figura 10 e 11 (c) mostra que os valores de energia disponíveis para o eletrolisador compreende a maior parte da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.

As Tabelas 7 e 8 apresentam a quantidade de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, a energia consumida pelo eletrolisador no ano e o excesso de energia podem ser visualizadas. para os municípios de Guanambi e Janaúba, respectivamente. Além disso, a produção anual de hidrogênio e o consumo anual de água. O número de eletrolisadores são selecionados de forma que o excesso de energia não seja inferior a 0 no ano e assume-se fator de capacidade igual a 1.

Tabela 7 - Valores anuais da análise energética para o município de Guanambi – BA.

Capacidade	Energia gerada pela PSF (MWh/ano)	Energia consumida pelo Eletrolisador (MWh/ano)	Excesso de Energia (MWh/ano)	Quantidade de $H_2$ (kg/ano)	Consumo de $H_2O$ (m <sup>3</sup> /ano)
1 MW	2101	1983	17	40095	358
5 MW	10504	9917	54	200449	1791
10 MW	21008	19938	82	402996	3601

Tabela 8 - Valores anuais da análise energética para o município de Janaúba – MG.

Capacidade	Energia gerada pela PSF (MWh/ano)	Energia consumida pelo Eletrolisador (MWh/ano)	Excesso de Energia (MWh/ano)	Quantidade de $H_2$ (kg/ano)	Consumo de $H_2O$ (m <sup>3</sup> /ano)
1 MW	2095	1983	11	40096	358
5 MW	10476	9917	54	200449	1791
10 MW	20952	19834	107	400956	3583



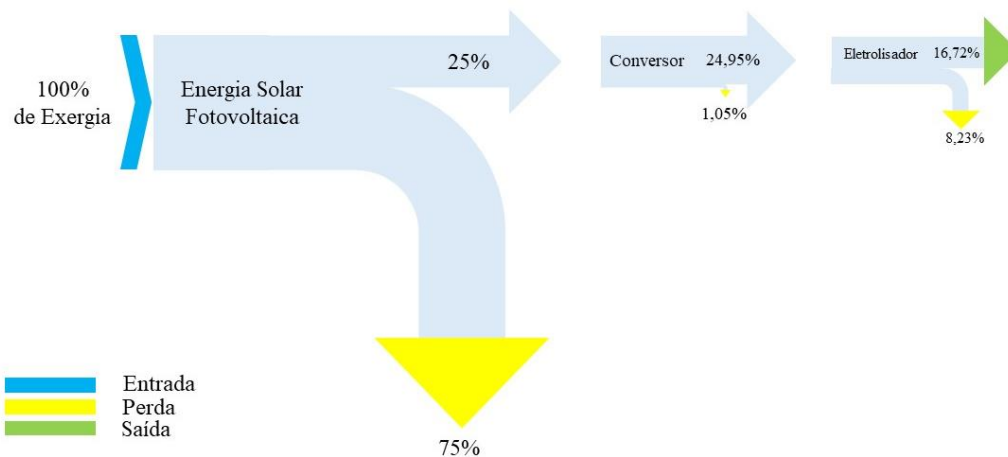
Observa-se que a produção de hidrogênio e o consumo de água aumentam proporcionalmente com a potência instalada em ambos os municípios. Em ambos os municípios, é necessário aproximadamente 50 kWh de energia elétrica e 9 litros de água para produzir 1 kg de hidrogênio, o que indica uma eficiência similar dos processos de eletrólise em ambas as localidades. A pequena diferença nos valores absolutos de produção de hidrogênio e consumo de água entre os dois municípios pode ser atribuída a variabilidades locais ou pequenas diferenças operacionais. As semelhanças nos resultados entre Guanambi e Janaúba indicam que a tecnologia e os processos de eletrólise podem ser aplicados de forma consistente em diferentes regiões do Brasil, com altos índices de radiação, tornando-a uma opção versátil para a produção de hidrogênio em várias localidades.

A Tabelas 9 apresentam as eficiências energéticas e exergéticas dos componentes do sistema para os municípios de Guanambi e Janaúba. A Figura 12 ilustra o diagrama de Grasmann, onde fica evidente que a maior destruição da exergia ocorre nos painéis fotovoltaicos.

Tabela 9 - Eficiências energéticas e exergéticas dos componentes.

Componente	Eficiência Energética	Eficiência Exergética
Módulos Fotovoltaicos	24 %	25 %
Eletrolisador	79 %	67 %
Inversor	95 %	95 %

Figura 12 - Diagrama de Grasmann para o fluxo de exergia e perdas do sistema proposto.



A eficiência energética dos módulos fotovoltaicos é relativamente baixa (24%), o que é típico para a maioria dos sistemas fotovoltaicos comerciais. A eficiência exergética é ligeiramente superior (25,73%), o que reflete a qualidade da conversão de energia solar em

energia elétrica utilizável. Quanto ao eletrolisador, a eficiência energética é aproximadamente 79% em ambos os municípios, de modo que, estão ligeiramente superiores a faixa esperada para eletrolisadores alcalinos (60% a 77%) encontrados na literatura, o que mostra a tendência do valores se aproximarem de uma situação ideal. A eficiência exergética do eletrolisador de 67%, menor que a eficiência energética, indica que há perdas significativas de exergia durante o processo de eletrólise.

Na literatura, trabalhos que avaliam as eficiências energéticas e exergéticas, são escassos, uma vez que, os trabalhos existentes se concentram em análises técnica-econômica. Nasser et al. (2022), que realizou uma análise da produção de hidrogênio a partir de eletrolisador alcalino, encontrou, em seu estudo, as eficiências energéticas e exergéticas dos painéis fotovoltaicos de 22% e 23%, respectivamente. Para o eletrolisador, as eficiências foram de 77% e 64%. Essas eficiências são razoáveis quando comparadas com outras tecnologias, como os eletrolisadores PEM, que também têm eficiências exergéticas na faixa de 45% a 65%. Nasser et al. (2022) encontrou, em seu estudo, as eficiências energéticas e exergéticas dos painéis fotovoltaicos de 22% e 23%, respectivamente.

Para os sistemas de Guanambi e Janaúba, as eficiências energéticas e exergéticas combinadas são aproximadamente 18,01% e 15,91%, respectivamente. A eficiência combinada do sistema fotovoltaico-eletrolisador é limitada pela eficiência dos módulos fotovoltaicos. Mesmo que os eletrolisadores e inversores sejam bastante eficientes, a baixa eficiência dos módulos fotovoltaicos impacta o desempenho geral do sistema. Entretanto, comparativamente aos dados da literatura, conforme informados na Tabela 10, a eficiência é superior. Comparativamente com Nasser et al. (2022) isso pode ser explicado devido aos custos da planta fotovoltaica que são inferiores. Em relação a Ozden e Tari (2016), além da diferença de 8 anos em que o estudo foi realizado, que implica diretamente no preço e tecnologia dos eletrolisadores e planta fotovoltaica, há ainda a complexidade da planta que o autor propôs, na qual possui mais equipamentos e aumenta os custos de investimento e O&M.

Tabela 10 - Eficiências energéticas e exergéticas dos componentes na literatura.

<b>Autor</b>	<b>País</b>	<b>Eficiência Energética</b>	<b>Eficiência Exergética</b>
Ozden e Tari (2016)	Turquia	4,06%	4,25%
Nasser et al. (2022)	Egito	16,42%	12,76%

#### 4.4 Análise Econômica

Na Tabela 11 estão descritos os principais componentes, juntamente com seus respectivos custos. Foi escolhido o uso de transportadores orgânicos líquidos de hidrogênio (LOHCs) para o transporte intercontinental de hidrogênio devido às suas vantagens significativas em termos de segurança e eficiência, além de permitir o armazenamento e transporte de hidrogênio em estado líquido à temperatura ambiente e pressão, eliminando a necessidade de condições extremas de alta pressão ou criogênicas exigidas por outros métodos (BLOOMBERGNEF, 2020).

Tabela 11 - Custo dos componentes sistema proposto.

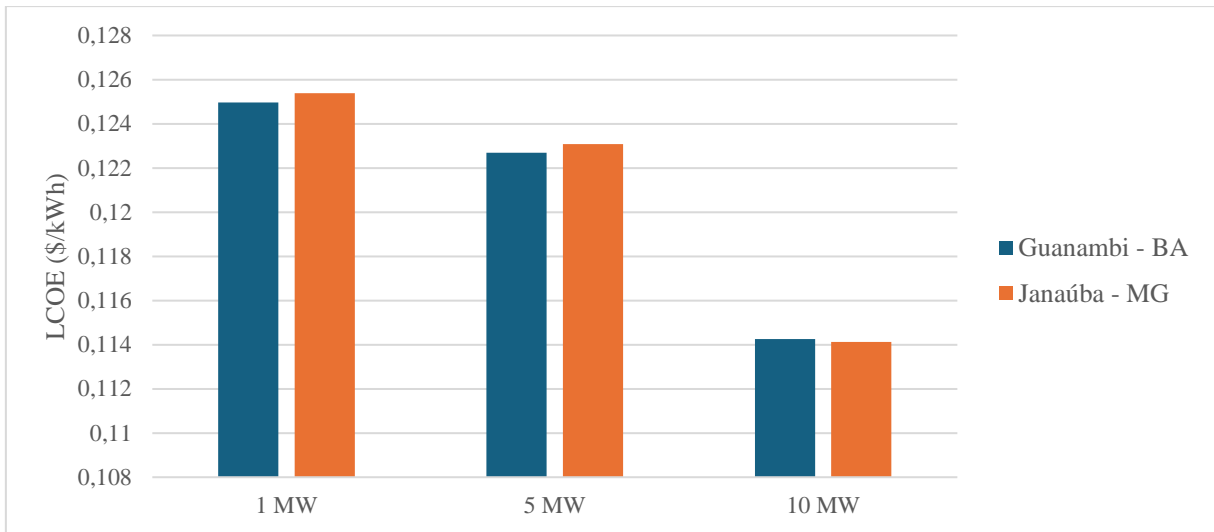
Descrição	Preço	Unidade	Referência
Usina Solar Fotovoltaica - 1 MWp	650908	\$	(PORTAL SOLAR, 2023) (EKKO GREEN, 2024)
Usina Solar Fotovoltaica - 5 MWp	3161556		
Usina Solar Fotovoltaica - 10 MWp	5880494		
Eletrolisador	950	\$/kWh	(IEA, 2019)
Compressor, Tanque de Armazenamento e Transporte	6,70	\$/kg	(BLOOMBERGNEF, 2020)

Fonte: NASSER et al. (2022).

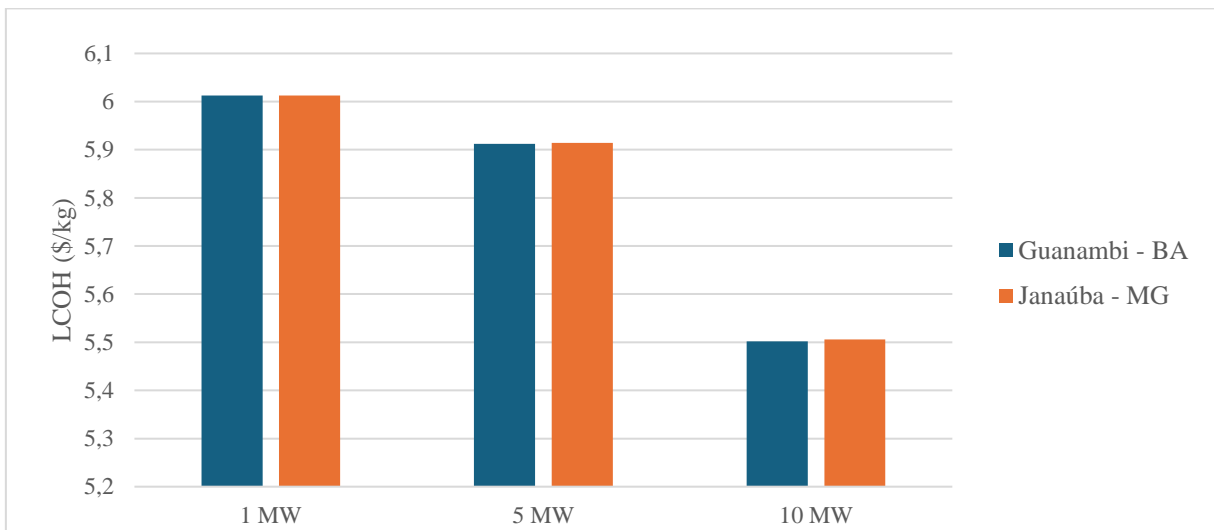
A Figura 13 mostra dois importantes indicadores econômicos: o custo nivelado de energia e o custo nivelado de hidrogênio. Os custos para ambos os indicadores são quase idênticos para ambas as localidades (Guanambi - BA e Janaúba - MG) em todas as capacidades analisadas. Isso indica que, do ponto de vista econômico, ambas as localidades são igualmente viáveis para a instalação de plantas de geração de energia e produção de hidrogênio. Guanambi - BA tem um LCOE e LCOH ligeiramente mais baixo comparado a Janaúba - MG em todas as capacidades (1, 5 e 10 MW), embora as diferenças sejam relativamente pequenas.

Tanto para o LCOE quanto para o LCOH, há uma clara tendência de redução dos custos com o aumento da capacidade instalada. Isso sugere que maiores instalações são mais eficientes em termos de custo. Esses resultados são importantes para o planejamento e investimento em infraestruturas de energia e hidrogênio. A compreensão de que maiores capacidades resultam em menores custos pode incentivar a construção de instalações maiores, aproveitando as economias de escala.

Figura 13 - Parâmetros econômicos para os municípios de Guanambi – BA e Janaúba – MG: (a) LCOE e (b) LCOH.



(a)



(b)

A Tabela 12 apresenta os valores do custo por quilograma de hidrogênio para plantas de diversas capacidades, conforme identificado na literatura atual. Observamos que, para capacidades muito pequenas como as da Bélgica (0,001 MW) e do Brasil (0,00185 MW), os valores de LCOH variam significativamente, mas estão na faixa de \$5,50 - \$7,28/kg, o que é comparável aos \$6,00/kg obtidos neste estudo. O valor menor, pode dizer respeito ao avanço no mercado da energia solar fotovoltaica que o Brasil apresenta em relação a pessoas com pouca capacidade de geração fotovoltaica.

Tabela 12 - Principais parâmetros obtidos do estado da arte.

Estudo	Local de Estudo	Potência da Planta (MW)	Valor do kg de $H_2$ (\$/kg)	LCOH (\$/kg)
Srettiwat et al.(2023)	Bélgica	0,001	Não informado	5,50 - 7,01
Nasser et al. (2022)	Egito	0,06	10 - 15	5,922 - 7,35
Zghaibeh et al. (2022)	Omã	5	10,72	6,64
Hassan et al. (2023a)	Iraque	5	Não informado	6,33 - 8,87
Osei et al. (2024)	Gana	5	10,5	9,49
Park et al. (2024)	EUA	100	Não informado	6,3
	China			7,2
	Austrália			6,4
	Coreia			9
Costa (2023)	Brasil	0,00185	13,44	3,41 - 7,28

Nos gráficos, o LCOH para 5 MW em Guanambi e Janaúba é de aproximadamente \$5,80/kg. Comparando, vemos que o valor de \$5,80/kg está dentro da faixa observada na Tabela 12, sendo mais próximo dos valores em Gana e Omã, mas inferior aos do Iraque. Assim como, para 10 MW em Guanambi e Janaúba é de aproximadamente \$5,30/kg e apesar de não haver um valor específico para 10 MW na Tabela 12, mas observando os valores de 5 MW e as tendências gerais, o valor de \$5,30/kg dos gráficos é competitivo e está na parte inferior da faixa de custos.

Os valores de LCOE apresentados nos gráficos para Guanambi - BA e Janaúba - MG são significativamente mais baixos do que os valores apresentados por Nasser *et al.* (2022), que variam entre \$0,167 e \$0,183/kWh. Esta diferença pode ser explicada por vários fatores:

- Os custos de instalação e operação de usinas solares fotovoltaicas em Guanambi e Janaúba podem ser menores, o que contribui para um LCOE mais baixo.
- À medida que a capacidade da planta aumenta (de 1 MW para 10 MW), o LCOE diminui, indicando que maiores capacidades de instalação resultam em menores custos unitários de produção de energia.
- Fatores específicos das localidades de Guanambi e Janaúba, como condições climáticas favoráveis podem influenciar nos custos.

O Período de Retorno em todos os casos foi de 7 anos para a capacidade de 1 e 5 MW e de 6 anos para a planta de 10 MW. Esse indicador representa o tempo necessário para que o investimento inicial em uma determinada tecnologia ou projeto seja recuperado através das receitas geradas por ele, provenientes da venda do hidrogênio comprimido. A Tabela 13 mostra o como foi calculado o Período de Retorno para a planta de 10 MW localizada em Guanambi - BA.

Tabela 13 - Fluxo de Caixa para cálculo do Período de Retorno do sistema proposto para a planta de 10 MW do município de Guanambi – BA.

Ano	CAPEX (\$)	OPEX (\$)	Custo Reposição (\$)	Água (\$)	Excesso de Energia (\$)	Receita (\$)	Fluxo de Caixa (\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (\$)
0	12801667	0		0	0	0	-12801667	-12801667
1		0		0	0	0	0	-12801667
2		464252		19564	11822	3873472	2811138	-9990529
3		464252		19564	11591	3797521	2498343	-7492186
4		464252		19564	11363	3723060	2220208	-5271978
5		464252		19564	11140	3650059	1972905	-3299073
6		464252		19564	10922	3578489	1753027	-1546046
7		464252		19564	10708	3508323	1557545	11499
8		464252		19564	10498	3439532	1383760	1395259
9		464252		19564	10292	3372090	1229275	2624534
10		464252		19564	10090	3305971	-773977	1850557
11		464252		19564	9892	3241148	969895	2820452
12		464252	4839742	19564	9698	3177596	-680680	2139772
13		464252		19564	9508	3115290	764998	2904770
14		464252		19564	9322	3054206	679319	3584089
15		464252		19564	9139	2994320	603182	4187271
16		464252		19564	8960	2935607	535531	4722802
17		464252		19564	8784	2878047	475423	5198225
18		464252		19564	8612	2821614	422022	5620248
19		464252		19564	8443	2766289	374583	5994831
20		464252		19564	8278	2712048	332443	6327273
21		464252		19564	8115	2658870	295013	5915261

#### 4.5 Análise Ambiental

Este estudo analisa a quantidade de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) mitigada pela produção de energia renovável e os créditos recebidos por essa redução. As Tabelas 14 e 15 apresentam dados sobre a mitigação de CO<sub>2</sub> ao longo da vida útil dos sistemas fotovoltaicos para dois municípios brasileiros: Guanambi (BA) e Janaúba (MG).

Tabela 14 - Mitigação de CO<sub>2</sub> ao longo da vida útil do sistema para o município de Guanambi – BA.

Energia Fotovoltaica (MWh)	Óleo Combustível (ton)	Gás Natural (ton)
2101	16295	11765
10504	81469	58822
21008	162938	117645

Tabela 15 - Mitigação de CO<sub>2</sub> ao longo da vida útil dos sistema para o município de Janaúba – MG.

<b>Energia Fotovoltaica (MWh)</b>	<b>Óleo Combustível (ton)</b>	<b>Gás Natural (ton)</b>
2101	16249	11732
10504	81252	58666
21008	162504	117331

Observa-se que a implementação de sistemas de energia fotovoltaica contribui substancialmente para a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, independentemente do combustível substituído (óleo combustível e gás natural). Essa mitigação é vital para combater as mudanças climáticas e promover um futuro energético mais sustentável.

As Tabelas 16 e 17 apresentam os dados de créditos de carbono (CC) associados à produção de hidrogênio verde utilizando energia fotovoltaica (PV) nas duas localidades: Guanambi e Janaúba. Os dados estão organizados de acordo com diferentes valores de energia PV e os correspondentes créditos de carbono gerados, diferenciados pelas fontes de energia que seriam substituídas: óleo combustível (OC) e gás natural (GN).

Tabela 16 - Créditos de Carbono gerados para o município de Guanambi – Ba.

<b>Energia Fotovoltaica (MW)</b>	<b>CC (OC) (\$)</b>	<b>CC (GN) (\$)</b>
2101	521451	376499
10504	2607009	1882317
21008	5214018	3764634

Tabela 17 – Créditos de Carbono gerados para o município de Janaúba – MG.

<b>Energia Fotovoltaica (MW)</b>	<b>CC (OC) (\$)</b>	<b>CC (GN) (\$)</b>
2101	519962	375424
10504	2600059	1877299
21008	5200119	3754598

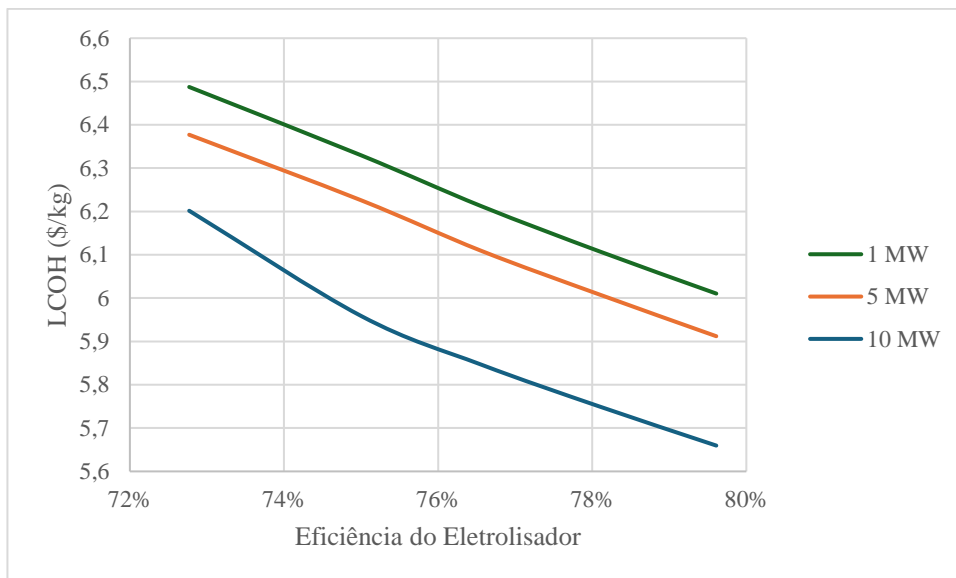
Os dados indicam que a substituição de fontes de energia fósseis por energia PV resulta em uma significativa geração de créditos de carbono, com maiores benefícios observados ao substituir óleo combustível. Guanambi mostra-se mais eficiente na geração de créditos de carbono em comparação com Janaúba, sugerindo um potencial maior para a produção de hidrogênio verde com impactos ambientais mais positivos.

Essas informações são essenciais para políticas de incentivo e investimentos em energia renovável, permitindo uma melhor avaliação da eficiência e impacto ambiental das tecnologias de produção de hidrogênio verde em diferentes localidades e condições.

#### 4.6 Análise de Sensibilidade

A Figura 14 apresenta um gráfico que ilustra a relação entre a eficiência do eletrolisador e o LCOH para as três diferentes capacidades de sistema (1 MW, 5 MW e 10 MW). Para uma eficiência de 72%, o LCOH está em torno de 6,5 \$/kg para 1 MW, 6,3 \$/kg para 5 MW, e 6,1 \$/kg para 10 MW. Para uma eficiência de 80%, o LCOH cai para aproximadamente 6,2 \$/kg para 1 MW, 5,9 \$/kg para 5 MW, e 5,7 \$/kg para 10 MW.

Figura 14 - Impacto da eficiência do eletrolisador no Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) para diferentes capacidades do sistema.



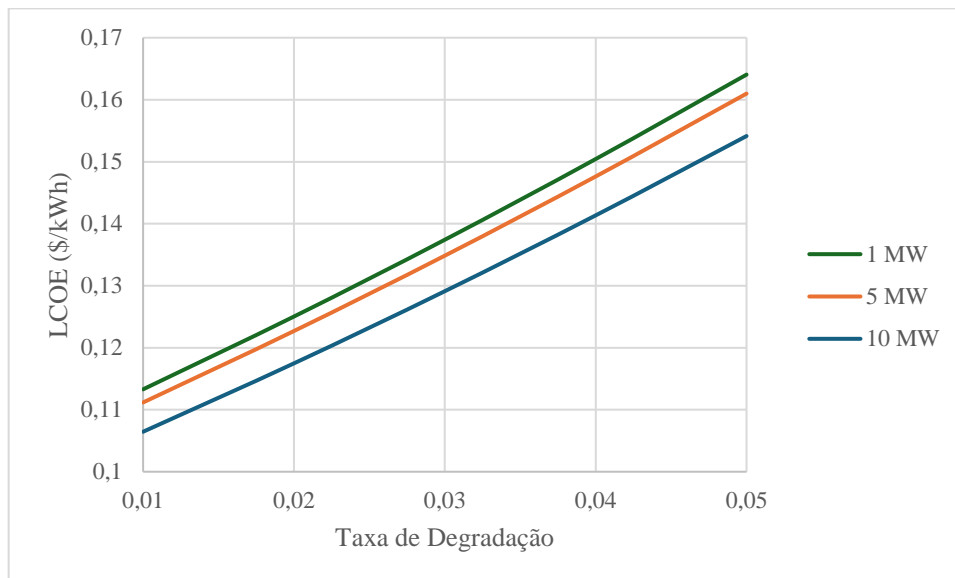
Observa-se que para todas as capacidades (1 MW, 5 MW e 10 MW), o LCOH segue uma tendência decrescente à medida que a eficiência do eletrolisador aumenta de 72% para 80%. Além disso, a redução no LCOH é mais pronunciada para sistemas de maior capacidade (10 MW), seguidos pelos sistemas de 5 MW e 1 MW. Isso é esperado, pois eletrolisadores mais eficientes consomem menos energia para produzir a mesma quantidade de hidrogênio, reduzindo os custos operacionais. Contudo, para maximizar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio, é recomendado focar em melhorar a eficiência dos eletrolisadores, especialmente para sistemas de maior capacidade. Isso não só diminui o LCOH, mas também torna o hidrogênio mais competitivo como fonte de energia limpa.

A Figura 15 apresenta um gráfico que mostra o impacto da taxa de degradação da planta no LCOE para as diferentes capacidades de sistema (1 MW, 5 MW e 10 MW). Para uma taxa de degradação de 0,01, o LCOE está em torno de 0,11 \$/kWh para 10 MW, 0,12



\$/kWh para 5 MW, e 0,13 \$/kWh para 1 MW. Para uma taxa de degradação de 0,05, o LCOE aumenta para aproximadamente 0,14 \$/kWh para 10 MW, 0,15 \$/kWh para 5 MW, e 0,16 \$/kWh para 1 MW.

Figura 15 - Impacto da taxa de degradação da planta no custo nivelado da eletricidade (LCOE) para diferentes capacidades do sistema.



O LCOE aumenta à medida que a taxa de degradação da planta aumenta, para todas as capacidades. Isso ocorre porque uma taxa de degradação maior reduz a eficiência e a produção de energia ao longo do tempo, elevando os custos operacionais e de manutenção. Por conseguinte, sistemas de maior capacidade (10 MW) apresentam um LCOE mais baixo em comparação com sistemas de menor capacidade (1 MW) para todas as taxas de degradação.

De forma similar à análise anterior, observa-se que investir em sistemas de maior capacidade pode ser mais vantajoso a longo prazo, devido aos menores custos de eletricidade nivelados. Neste caso, minimizar a taxa de degradação é crucial para manter um LCOE baixo. Isso pode ser alcançado através de manutenção regular, melhorias tecnológicas e escolha de materiais duráveis.

De modo geral, minimizar a taxa de degradação através de manutenção adequada e escolha de materiais duráveis é essencial para manter o LCOE baixo. Assim como, melhorar a eficiência dos eletrolisadores e optar por sistemas de maior capacidade pode reduzir substancialmente o LCOE.

Finalmente, foi considerada uma faixa de variação no preço de venda do hidrogênio, variando de 8 a 12 \$/kg, com o objetivo de examinar como essa variação afeta o período de retorno do investimento. Os resultados na Tabela 18 demonstram que o período de retorno diminui de 28 a 31% à medida que o preço de venda do hidrogênio aumenta 67%. Especificamente para a planta de 10 MW, houve uma redução no período de retorno quando o preço de venda do hidrogênio é considerado de 8, 9 e 10 \$/kg, enquanto os valores para as outras capacidades permaneceram constantes. Para o preço de venda de 8 \$/kg para um planta de 1 MW, a sistema é inviável economicamente. Esta análise é crucial, pois indica que, com o crescimento das instalações de geração de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água, é esperado que o preço de venda do hidrogênio diminua ao longo do tempo.

Tabela 18 - Efeito do preço do hidrogênio no Período de Retorno do sistema, aplicado para o município de Guanambi – Ba.

Capacidade	Payback (anos)				
	8 \$/kg	9 \$/kg	10 \$/kg	11 \$/kg	12 \$/kg
1 MW	-	12	7	6	5
5 MW	18	12	7	6	5
10 MW	16	8	6	6	5

## 5 CONCLUSÃO

A análise integrada de energia, exergia, impactos ambientais e viabilidade econômica do sistema de produção de hidrogênio comprimido através de energia solar fotovoltaica revelou resultados promissores. Do ponto de vista exergético, foram identificadas oportunidades para otimização do processo, principalmente no que diz respeito aos painéis fotovoltaicos que apresentam a maior destruição da exergia, visando maximizar a eficiência de uso de recursos solares e minimizar perdas exergéticas.

Quanto à análise econômica, os custos operacionais reduzidos e os benefícios fiscais e incentivos governamentais disponíveis podem tornar o sistema economicamente competitivo a longo prazo. Além disso, a crescente demanda por combustíveis limpos e a valorização de créditos de carbono podem aumentar a atratividade financeira do projeto.

Em relação aos aspectos ambientais, o sistema apresentou benefícios significativos, reduzindo as emissões de CO<sub>2</sub> em comparação com métodos tradicionais de produção de hidrogênio, que não seja a rota verde. A utilização de energia solar como fonte primária também contribui para a sustentabilidade ambiental, diminuindo a pegada de carbono do ciclo de vida do hidrogênio.

A seguir encontra-se um resumo das principais conclusões:

- A usina localizada em Guanambi – BA produz 2101, 10504 e 21008 MWh/ano para as capacidades de 1, 5 e 10 MW, respectivamente. Deste valor, o eletrolisador consome 1983, 9917 e 19938 MWh/ano e produz 40095, 200449 e 402996 kg de H<sub>2</sub>.
- A usina localizada em Janaúba – MG produz 2095, 10476 e 20952 MWh/ano para as capacidades de 1, 5 e 10 MW, respectivamente. Deste valor, o eletrolisador consome 1983, 9917 e 19834 MWh/ano e produz 40096, 200449 e 400956 kg de H<sub>2</sub>.
- A energia necessária e o consumo de água para produzir 1 kg de H<sub>2</sub> é aproximadamente 50 kWh e 9 litros de água.
- As eficiências energéticas e exergéticas de cada componente são: 24 e 25% para os painéis fotovoltaicos, 79 e 67% para o eletrolisador e 95 e 95% para o inversor.
- As eficiências energéticas e exergéticas geral do sistema foi de aproximadamente 18,01% e 15,91%, respectivamente.

- Os valores de LCOH estão na faixa de 5,50 - 6,01 \$/kg e o LCOE na faixa de 0,114 a 0,125 \$/kWh. Enquanto o período de retorno varia de 18 a 6 anos, com o preço de venda do hidrogênio variando entre 7 e 12 \$/kg.
- Análise de sensibilidade demonstrou claramente que a taxa de degradação da planta tem um impacto significativo no LCOE, assim como, a eficiência do eletrolisador tem impacto no LCOH. Considerar esses fatores e suas variações permite uma avaliação mais precisa e realista, essencial para a tomada de decisões informadas na implementação e otimização de tecnologias de energia renovável.

Portanto, o sistema de produção de hidrogênio comprimido via energia solar fotovoltaica não apenas demonstra um potencial significativo para a transição energética sustentável no Brasil, mas também oferece vantagens econômicas e ambientais substanciais, destacando-se como uma solução viável e promissora para futuras aplicações industriais e de transporte, comparativamente com estudos realizados em outros países. Contudo, o custo dos eletrolisadores, e sua manutenção, desempenha um papel crucial na competitividade desses projetos em comparação com outros países. Regiões como América do Norte, Europa e Ásia-Pacífico, onde os custos de eletrolisadores podem ser mais baixos devido à produção em escala e à maturidade tecnológica, têm uma vantagem econômica significativa.

Para o Brasil, é crucial desenvolver estratégias que levem em consideração não apenas a demanda interna por hidrogênio verde, mas também a capacidade de competir globalmente. Isso pode envolver incentivos governamentais, parcerias estratégicas e investimentos em pesquisa e desenvolvimento para reduzir os custos dos eletrolisadores e aumentar a eficiência das tecnologias de produção de hidrogênio verde.

Na sequência do presente trabalho surgiram alguns aspectos que se revelaram interessantes para uma abordagem mais detalhada.

- Realizar uma análise ambiental abrangente desde o processo de produção de hidrogênio até a sua conversão em energia.
- Estudar como a produção de hidrogênio pode ser integrada de forma eficiente nas redes elétricas existentes, considerando a gestão da demanda, a estabilidade da rede e os benefícios para a segurança energética. Além disso, avaliar a viabilidade econômica da venda de hidrogênio versus a utilização local como armazenamento de energia ou combustível, considerando os mercados de energia e combustíveis.

- Investigar a eficiência do processo até a conversão de hidrogênio em eletricidade, por meio de células a combustível., especialmente em termos de resposta rápida às variações de demanda na rede elétrica.

## 6 REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

- Abdelkader, Abbassi, Abbassi Rabeh, Dami Mohamed Ali, e Jemli Mohamed. 2018. “Multi-objective genetic algorithm based sizing optimization of a stand-alone wind/PV power supply system with enhanced battery/supercapacitor hybrid energy storage”. *Energy* 163 (novembro):351–63. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.08.135>.
- ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias. 2022. “Boletim anual: 2022”.
- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. 2022. “Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico ”.
- AIKO, Shenzhen Aiko Digital Energy Technology Co. Ltd. 2023. “N-Type ABC module Aiko-A-MAH72Mw 600-620W”. <https://pnp.energy/web/image/162453?unique=9978774b25e4c53b8bb61434b8614e76ef6591cb>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2023. “Sistema de Informações de Geração da ANEEL”. 19 de setembro de 2023. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2024. “Ranking da Tarifa Residencial”. 2024.
- ARSAE, Agência Reguladora De Serviços de Abastecimento de Água e Esgoto Sanitário do Estado de Minas Gerais. 2023. RESOLUÇÃO ARSAE-MG No 185. [www.arsae.mg.gov.br](http://www.arsae.mg.gov.br).
- Assabumrungrat, Suttichai, Suwimol Wongsakulphasatch, Pattaraporn Lohsoontorn Kim, e Alírio E Rodrigues. 2020. “Hydrogen Production Technologies”. *Processes*. [www.mdpi.com/journal/processes](http://www.mdpi.com/journal/processes).
- BBC, British Broadcasting Corporation. 2024. “Por que Brasil tem chance de vender hidrogênio verde ‘mais barato do mundo’”. 5 de fevereiro de 2024.
- Bhandari, Ramchandra, e Ronak Rakesh Shah. 2021. “Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany”. *Renewable Energy* 177 (novembro):915–31. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2021.05.149>.
- BloombergNEF. 2020. “Hydrogen Economy Outlook: Key messages”.
- BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social. 2022. “Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa”. [www.bndes.gov.br/bibliotecadigital](http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital).
- Boulding, K. 1966. “The Economics of Coming Spaceship Earth”. *Environmental Quality in a Growing Economy*, 3–14.
- Castro, Nivalde de, Sergio Leal Braga, Florian Pradelle, Ana Carolina Chaves, e Caroline Chantre. 2023. *A Economia do Hidrogênio Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil*. 1o ed. Rio de Janeiro: E-papers.

- CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. 2012. “Atlas Solarimétrico de Minas Gerais”. Belo Horizonte.
- Ceylan, C., e Y. Devrim. 2021. “Design and simulation of the PV/PEM fuel cell based hybrid energy system using MATLAB/Simulink for greenhouse application”. *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (42): 22092–106. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.034>.
- CGEE, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. 2010. “Hidrogênio energético no Brasil - Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025; Tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários”. Ministério da Ciência e Tecnologia. Brasília. 2010.
- Chen, Chao, Yangsiyu Lu, e Lei Xing. 2021. “Levelling renewable power output using hydrogen-based storage systems: A techno-economic analysis”. *Journal of Energy Storage* 37 (maio):102413. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2021.102413>.
- Chen, Yuning, Jiajun Liu, e Li Feng. 2022. “Transient analysis of a green hydrogen production and storage system using Alkaline electrolyzer”. *Fuel* 324 (setembro):124752. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124752>.
- Chi, Jun, e Hongmei Yu. 2018. “Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production”. *Chinese Journal of Catalysis* 39 (3): 390–94. [https://doi.org/10.1016/S1872-2067\(17\)62949-8](https://doi.org/10.1016/S1872-2067(17)62949-8).
- Costa, Lucas Pamplona Cardozo. 2023. “Análise comparativa entre a produção de hidrogênio verde solar e eólico: aspectos técnicos, econômicos e ambientais”. Dissertação, Guaratinguetá: UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA JÚLIO DE MESQUITA FILHO.
- DOE, Department of Energy. 2020. “Hydrogen Storage Technologies.” 2020.
- Duffie, John A., e William A. Beckman. 2013. *Solar engineering of thermal processes*. Wiley.
- Ekko Green, Portal Ekko Green. 2024. “Energia Solar Preço: Quanto Custa Instalar o Painel Solar (2024)”. 11 de junho de 2024.
- Elberry, Ahmed M., Jagruti Thakur, Annukka Santasalo-Aarnio, e Martti Larmi. 2021. “Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems”. *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (29): 15671–90. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2021.02.080>.
- EMBASA, Empresa Baiana de Águas e Saneamento. 2023. “Tarifas 2023.1”. 16 de junho de 2023.
- Enerdata. 2023. “Share of renewables in electricity production”. 2023.
- EPBR. 2023. “As 10 maiores usinas solares do Brasil”. 2023.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. 2021. “Matriz Energética e Elétrica”. 2021.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. 2022. “Mudanças climáticas e Transição energética”. 2022.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. 2023. “BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2023: Ano base 2022”. <http://www.epe.gov.br>.
- EPE, Empresa de Pesquisa ENnergética, e Ministério de Minas e Energia MME. 2022. “Plano Nacional de Energia (PNE)”. Brasília.

- Fernandes, Glaucia, João Henrique De Azevedo, Matheus Ayello, e Felipe Gonçalves. 2023. “Panorama dos desafios do hidrogênio verde no Brasil”.
- FGV, Agro da Fundação Getúlio Vargas, e Observatório de Conhecimento e Inovação em Bioeconomia OCBio. 2024. “Dashboard: Precificação do Carbono”. 2024.
- FHC JU. 2019. “Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking”.
- Gabriel, Renato de Oliveira, Edson de Souza Laya Junior, Sergio Leal Braga, Florian Pradelle, Eduardo Torres Serra, e Cesar Luiz Coutinho Sobral Vieira. 2022. “Technical, economic and environmental analysis of a hybrid CHP system with a 5 kW PEMFC, photovoltaic panels and batteries in the Brazilian scenario”. *Energy Conversion and Management* 269 (outubro):116042. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2022.116042>.
- Gilman, Paul, Aron Dobos, Nicholas Diorio, Janine Freeman, Steven Janzou, e David Ryberg. 2016. “SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update”. [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).
- Gorayeb, Adryane, Christian Brannstrom, e Antonio Jeovah de Andrade Meireles. 2019. *Impactos socioambientais da implantação dos parques de energia eólica no Brasil*. Fortaleza: Edições UFC.
- Hassan, Qusay, Sameer Algburi, Aws Zuhair Sameen, Hayder M. Salman, e Marek Jaszczur. 2024. “Green hydrogen: A pathway to a sustainable energy future”. *International Journal of Hydrogen Energy* 50 (janeiro):310–33. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.08.321>.
- Hassan, Qusay, Aws Zuhair Sameen, Hayder M. Salman, e Marek Jaszczur. 2023a. “Large-scale green hydrogen production via alkaline water electrolysis using solar and wind energy”. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.126>.
- Hassan, Qusay, Aws Zuhair Sameen, Hayder M. Salman, Marek Jaszczur, e Ali Khudhair Al-Jiboory. 2023b. “Hydrogen energy future: Advancements in storage technologies and implications for sustainability”. *Journal of Energy Storage* 72 (novembro):108404. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2023.108404>.
- IEA, International Energy Agency. 2023. “World Energy Investment 2023”. [www.iea.org](http://www.iea.org).
- IEA, International Energy Agency. 2019. “The Future of Hydrogen: Seizing today’s opportunities”. Japão.
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2022. “World Energy Outlook 2022”. [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/).
- IEA, International Energy Agency. 2023. “Electrolysers”.
- IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. 2022. “Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability”. Cambridge University Press. Cambridge, UK and New York. <https://doi.org/10.1017/9781009325844>.
- IPEA, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. 2022. “Panorama do hidrogênio no Brasil - TD 2787”. Texto para Discussão, agosto, 1–59. <https://doi.org/10.38116/td2787>.
- IRENA, International Renewable Energy Agency. 2022. “Geopolitics of the energy transformation: the hydrogen factor”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.



- IRENA, International Renewable Energy Agency. 2024. “Hydropower”.
- Junior, Edson de Souza Laya. 2021. “Estudo de uma unidade CHP combinando uma célula a combustível do tipo PEMFC, painéis fotovoltaicos e sistema de armazenamento: análise 4E.” Rio De Janeiro: PUC- Rio.
- Khare, Vikas, Ankita Jain, e Miraj Ahmed Bhuiyan. 2023. “Perspective of renewable energy in the BRICS country”. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy* 5 (setembro):100250. <https://doi.org/10.1016/J.PRIME.2023.100250>.
- Larminie, James., e Andrew. Dicks. 2003. *Fuel cell systems explained*. J. Wiley.
- Lazaro, L. L.B., R. S. Soares, C. Bermann, F. M.A. Collaço, L. L. Giatti, e S. Abram. 2022. “Energy transition in Brazil: Is there a role for multilevel governance in a centralized energy regime?” *Energy Research & Social Science* 85 (março):102404. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2021.102404>.
- Macedo, S.F., e D. Peyerl. 2022. “Prospects and economic feasibility analysis of wind and solar photovoltaic hybrid systems for hydrogen production and storage: A case study of the Brazilian electric power sector”. *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (19): 10460–73. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.133>.
- Miranda, Vitor Rodrigues, e Ronaldo Santos Custódio. 2023. “ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO JUNTAMENTE A PLANTA EÓLICA NO BRASIL”.
- MME, Ministério de Minas e Energia. 2023. “Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023”. Governo Federal. 2023.
- Muritala, Ibrahim Kolawole, Dorottya Guban, Martin Roeb, e Christian Sattler. 2020. “High temperature production of hydrogen: Assessment of non-renewable resources technologies and emerging trends”. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (49): 26022–35. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2019.08.154>.
- Nadaleti, Willian César, e Jeferson Peres Gomes. 2023. “Green hydrogen production from urban waste biogas: An analysis of the Brazilian potential and the process’ economic viability”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 187 (novembro):113669. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2023.113669>.
- NASA. 2024. “POWER Data Access Viewer v2.0.0”. 25 de janeiro de 2024.
- Nasser, Mohamed, Tamer F. Megahed, Shinichi Ookawara, e Hamdy Hassan. 2022. “Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic”. *Energy Conversion and Management* 267 (setembro). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115870>.
- Osei, Louis Kwasi, Flavio Odoi-Yorke, Richard Opoku, Bismark Baah, George Yaw Obeng, Lena Dzifa Mensah, e Francis Kofi Forson. 2024. “Techno-economic viability of decentralised solar photovoltaic-based green hydrogen production for sustainable energy transition in Ghana”. *Solar Compass* 9 (março):100068. <https://doi.org/10.1016/J.SOLCOM.2024.100068>.

- Ozden, Ender, e Ilker Tari. 2016. “Energy–exergy and economic analyses of a hybrid solar–hydrogen renewable energy system in Ankara, Turkey”. *Applied Thermal Engineering* 99 (abril):169–78. <https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2016.01.042>.
- Park, Joungho, Sungho Kang, Sunwoo Kim, Hyun Seok Cho, Seongmin Heo, e Jay H. Lee. 2024. “Techno-economic analysis of solar powered green hydrogen system based on multi-objective optimization of economics and productivity”. *Energy Conversion and Management* 299 (janeiro):117823. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2023.117823>.
- Pereira, Enio, Fernando Martins, André Gonçalves, Rodrigo Costa, Francisco Lima, Ricardo Rüther, Samuel Abreu, Gerson Tiepolo, Sílvia Pereira, e Jefferson Souza. 2017. *Atlas brasileiro de energia solar*. 2o ed. São José dos Campos: Universidade Federal de São Paulo. <https://doi.org/10.34024/978851700089>.
- Pereira, Geraldo Magela. 2022. “HISTÓRIA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS”. *Revista Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental*, 2022.
- Pinto, Luiz Antonio dos Santos. 2022. “Avanços e Desafios da Energia Solar Térmica”. 25 de abril de 2022.
- PNH2, Programa Nacional do Hidrogênio. 2023. “PLANO DE TRABALHO TRIENAL 2023-2025”.
- Portal Solar. 2023. “Valor da energia solar: quanto custa para instalar energia solar?” junho de 2023.
- Prado, Fernando Amaral de Almeida. 2021. “How much is possible? An integrative study of intermittent and renewables sources deployment. A case study in Brazil”. *Renewable-Energy-Driven Future: Technologies, Modelling, Applications, Sustainability and Policies*, janeiro, 511–38. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820539-6.00017-0>.
- Razmjoo, A., L. Gakenia Kaigutha, M. A. Vaziri Rad, M. Marzband, A. Davarpanah, e M. Denai. 2021. “A Technical analysis investigating energy sustainability utilizing reliable renewable energy sources to reduce CO2 emissions in a high potential area”. *Renewable Energy* 164 (fevereiro):46–57. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2020.09.042>.
- SANTOS, FERNANDO MIGUEL SOARES MAMEDE DOS, e FERNANDO ANTÓNIO CASTILHO MAMEDE DOS SANTOS. 2016. “O COMBUSTÍVEL ‘HIDROGÊNIO’”. *Millenium - Journal of Education, Technologies, and Health*, 252–70.
- SE, Siemens Energy. 2022. “Soluções de Hidrogênio”. <https://www.siemens-energy.com/br/portugues/solucoes/energia-renovavel/solucoes-de-hidrogenio.html>. 2022.
- Souza, Eduarda Gomes de, Willian César Nadaleti, Pascal Silas Thue, e Maele Costa dos Santos. 2024. “Exploring the capacity and economic viability of green hydrogen production by utilising surplus energy from wind farms and small hydropower plants in Southern Brazil”. *International Journal of Hydrogen Energy* 64 (abril):1–14. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2024.03.155>.
- Srettiwat, Nattapol, Mohammadhosein Safari, Hakan Olcay, e Robert Malina. 2023. “A techno-economic evaluation of solar-powered green hydrogen production for sustainable energy

- consumption in Belgium”. *International Journal of Hydrogen Energy* 48 (100): 39731–46. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.09.159>.
- Tijani, Alhassan Salami, Nur Afiqah Binti Yusup, e A.H. Abdol Rahim. 2014. “Mathematical Modelling and Simulation Analysis of Advanced Alkaline Electrolyzer System for Hydrogen Production”. *Procedia Technology* 15 (janeiro):798–806. <https://doi.org/10.1016/J.PROTCY.2014.09.053>.
- “Trading Economic”. 2024. 30 de abril de 2024.
- Ulleberg, Øystein. 1998. “STAND-ALONE POWER SYSTEMS FOR THE FUTURE: OPTIMAL DESIGN, OPERATION & CONTROL OF SOLAR-HYDROGEN ENERGY SYSTEMS SYSTEMS”. Norwegian University of Science and Technology.
- ULLEBERG, Øystein. 2003. “Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach”. *International Journal of Hydrogen Energy* 28 (1): 21–33. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00033-2](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00033-2).
- UN, United Nations. 2015a. PARIS AGREEMENT.
- UN, United Nations. 2015b. Transforming our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development.
- Villalva, Marcelo Gradella. 2012. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.
- Wappler, Mona, Dilek Unguder, Xing Lu, Hendrik Ohlmeyer, Hannah Teschke, e Wiebke Lueke. 2022. “Building the green hydrogen market – Current state and outlook on green hydrogen demand and electrolyzer manufacturing”. *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (79): 33551–70. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2022.07.253>.
- Wei, Shuxin, Wenshan Wei, e Alican Umut. 2023. “Do renewable energy consumption, technological innovation, and international integration enhance environmental sustainability in Brazil?” *Renewable Energy* 202 (janeiro):172–83. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2022.11.074>.
- Werner, Deborah, e Lira Luz Benites Lazaro. 2023. “The policy dimension of energy transition: The Brazilian case in promoting renewable energies (2000–2022)”. *Energy Policy* 175 (abril):113480. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2023.113480>.
- Yousef, Mohamed S., Hamdy Hassan, e H. Sekiguchi. 2019. “Energy, exergy, economic and enviroeconomic (4E) analyses of solar distillation system using different absorbing materials”. *Applied Thermal Engineering* 150 (março):30–41. <https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2019.01.005>.
- Zghaibeh, Manaf, El Manaa Barhoumi, Paul C. Okonkwo, Ikram Ben Belgacem, Wesam Hassan Beitelmal, e Ibrahim B. Mansir. 2022. “Analytical model for a techno-economic assessment of green hydrogen production in photovoltaic power station case study Salalah city-Oman”. *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (31): 14171–79. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.180>.