



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS DE SOBRAL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GIOVANNI IVIS MENDES DEDE

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A PRODUÇÃO E EXPORTAÇÃO
DE HIDROGÊNIO VERDE DE SOBRAL-CE PARA O PORTO DO PECÉM-CE: UM
ESTUDO DE CASO**

SOBRAL-CE

2025

GIOVANNI IVIS MENDES DEDE

VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A PRODUÇÃO E EXPORTAÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE DE SOBRAL-CE PARA O PORTO DO PECÉM-CE: UM ESTUDO
DE CASO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Campus de Sobral da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau
de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. André dos Santos Lima

SOBRAL-CE

2025

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

D352v Dede, Giovanni Ivis Mendes.
Viabilidade técnica e econômica para a produção e exportação de hidrogênio verde de Sobral-CE para o porto do Pecém-CE: um estudo de caso : Estudo de caso / Giovanni Ivis Mendes Dede. – 2025.
84 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral,
Curso de Administração em Gestão Pública, Sobral, 2025.
Orientação: Prof. Dr. André dos Santos Lima.

1. Hidrogênio Verde. 2. Viabilidade Técnica e Econômica. 3. Produção e Exportação. 4. HOMER Pro. 5. Certificação. I. Título.

CDD 658

GIOVANNI IVIS MENDES DEDE

VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A PRODUÇÃO E EXPORTAÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE DE SOBRAL-CE PARA O PORTO DO PECÉM-CE: UM ESTUDO
DE CASO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Campus de Sobral da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau
de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 10/03/2025

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André dos Santos Lima (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Mes. Erasmo Saraiva de Castro (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Tec. Humberto Pontes Van Ool de Sousa
WEG Drives & Controls

Dedico este trabalho à Deus, à minha mãe, à
minha vó, ao meu vô, à minha irmã, ao meu
padrasto, à minha namorada e a toda família.
Vocês são tudo que eu preciso. Amo vocês.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, à Deus, por em todos os momentos dessa graduação ter me dado todas as armas para que eu pudesse concluí-la da melhor maneira possível. Cada noite mal dormida, cada prova com resultado ruim, cada aprovação precisando de nota, eu sei que Você estava ali comigo me capacitando.

À minha mãe, Lindalva Mendes Moura Medeiros, por ter feito de tudo para que eu pudesse terminar a graduação, com seus incentivos, com seu entendimento, com seu amor. Com certeza, você foi e sempre será minha inspiração e meu modelo de força de vontade.

À minha avó, Maria das Graças Mendes Moura, por todo amor compartilhado, por todas as orações, por todos os cafés, por todas suas histórias, você é um anjo na minha vida, assim como você fala isso para mim.

Ao meu vô, Luiz Ribeiro Moura, por todo amor, da sua maneira, que me proporcionou mais comodidade e seu incentivo moral, que me fizeram a pessoa que eu sou hoje.

À minha namorada, Ana Paula Pereira Freire, por ter entendimento aos desafios que eu passei e que me ausentei, por todo consolo e amor em dias que eram noites, por todos os filmes no final de semana enquanto eu tava sozinho em casa. Com certeza, você foi a pessoa mais presente durante toda a graduação, que me incentivou, me inspirou com seus resultados e me fez ser uma pessoa melhor.

Ao meu padrasto, Carlos Humberto, por todas as conversas que ajudou no meu crescimento profissional durante os estágios da graduação e que mesmo de longe, está torcendo por mim e pelo meu sucesso.

Aos meus tios, Antônio Mendes, Conceição, Zé Maria, José Carlos, Mikaelly, por todo amor e incentivo para que eu chegasse até aqui.

Aos meus amigos que fiz na graduação, em especial a Laiane e a Malu, pelos estudos, debates, conhecimentos compartilhados e toda amizade que foram muito importantes.

Ao Prof. Dr. André dos Santos Lima, pelos seus conhecimentos repassados durante toda a graduação, pela sua orientação e motivação para ter aceitado esse desafio, que me fizeram concluir esse trabalho.

Ao Humberto Van Ool, por ter me auxiliado em cada parte do texto e com seus conhecimentos sobre o tema do TCC, ter me dado todas as ferramentas para que eu pudesse concluí-lo.

Aos professores, por todo conhecimento compartilhado durante esses anos.

“Porque então haverá certamente um futuro e tua esperança não será frustrada.”

(Provérbios 23:18)

RESUMO

A sustentabilidade visa garantir o equilíbrio ambiental, promovendo ações que atendam às necessidades da geração atual sem comprometer as gerações futuras. A crescente preocupação com as emissões de gases de efeito estufa impulsionou a busca por fontes renováveis de energia, com destaque para o hidrogênio verde, produzido por meio da eletrólise da água utilizando fontes renováveis, sem emissão de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera. Este estudo tem como objetivo geral analisar a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde em Sobral-CE para exportação ao Porto do Pecém-CE. Os objetivos específicos envolvem investigar a utilização de um sistema fotovoltaico em conjunto com a rede elétrica local, para produção de hidrogênio verde e analisar as certificações da produção de acordo com a União Européia. Além disso, busca-se avaliar os desafios técnicos no processo dessa e analisar os custos e benefícios econômicos dessa atividade. A pergunta norteadora da pesquisa é: Quais são os desafios técnicos e econômicos para a produção e exportação de hidrogênio verde em Sobral-CE para o Porto do Pecém-CE? A metodologia utilizada inclui o uso do software HOMER Pro que simula a configuração de sistemas renováveis de energia, integrando fontes renováveis e rede elétrica. O estudo avalia a produção de hidrogênio verde a partir da eletrólise da água e simula as condições ideais para maximizar a produção, considerando as variabilidades das fontes de energia e as condições locais de radiação solar e temperatura. A pesquisa justifica-se pela necessidade de diversificação da matriz energética brasileira, com foco em fontes renováveis e sustentáveis. O Ceará é apontado como um polo estratégico para a produção de hidrogênio verde devido ao seu grande potencial para geração de energia solar e eólica. Em conclusão, a viabilidade técnica e econômica é alcançada, pois a certificação do SFPV é viável, mas a do grid precisa ser analisado com mais detalhes para promover a certificação. Em relação aos valores de custo final dos componentes e o valor final do kg de hidrogênio é analisado como competitivo, tanto na UE como no contexto brasileiro.

Palavras-chave: Hidrogênio Verde; Viabilidade Técnica e Econômica; Produção e Exportação; HOMER Pro; Certificação.

ABSTRACT

Sustainability aims to ensure environmental balance by promoting actions that meet the needs of the current generation without compromising future generations. The growing concern about greenhouse gas emissions has boosted the search for renewable energy sources, especially green hydrogen, which is produced through the electrolysis of water using renewable sources, without emitting carbon dioxide (CO₂) into the atmosphere. The general objective of this study is to analyze the technical and economic feasibility of producing green hydrogen in Sobral-CE for export to the Port of Pecém-CE. The specific objectives involve investigating the use of a photovoltaic system in conjunction with the local electricity grid to produce green hydrogen and analyzing production certifications in accordance with the European Union. In addition, the aim is to assess the technical challenges in the process and analyze the economic costs and benefits of this activity. The guiding question of the research is: What are the technical and economic challenges for the production and export of green hydrogen in Sobral-CE to the Port of Pecém-CE? The methodology used includes the use of HOMER Pro software, which simulates the configuration of renewable energy systems, integrating renewable sources and the electricity grid. The study evaluates the production of green hydrogen from the electrolysis of water and simulates the ideal conditions for maximizing production, taking into account the variability of energy sources and local solar radiation and temperature conditions. The research is justified by the need to diversify the Brazilian energy matrix, focusing on renewable and sustainable sources. Ceará has been identified as a strategic hub for the production of green hydrogen due to its great potential for generating solar and wind energy. In conclusion, technical and economic viability is achieved, as SFPV certification is viable, but the grid needs to be analyzed in more detail to promote certification. In relation to the final cost values of the components and the final value of the kg of hydrogen is analyzed as competitive, both in the EU and in the Brazilian context.

Keywords: Green Hydrogen; Technical and Economic Viability; Production and Export; HOMER Pro; Certification.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Poder calorífico de alguns combustíveis mais utilizados.....	19
Figura 2 - Principais métodos e aplicações do hidrogênio.	20
Figura 3 - Aproximação da competitividade do H2V com o hidrogênio azul.	21
Figura 4 – Estrutura básica da célula de eletrólise	24
Figura 5 - Estrutura básica do AEC	28
Figura 6 - Estrutura básica do PEM	30
Figura 7 - Estrutura básica do SOEC	32
Figura 8 - Estrutura básica do AEM	33
Figura 9 - Diminuição do valor da energia entre os anos de 2020-2021	37
Figura 10 - Localização geográfica da cidade de Sobral e distância do porto do Pecém	49
Figura 11- Variação da radiação solar e o índice de clareza.	50
Figura 12 - Temperatura média diária registrada no local.	50
Figura 13 - Esquemático do sistema de H2V	51
Figura 14 – Variação diária do eletrolisador.	52
Figura 15 - Variação diária da Produção de hidrogênio.	52
Figura 16 - Sistema modelo no HOMER Pro	56
Figura 17 – Taxas da Concessionária para um cliente B3	58
Figura 18 – Energia produzida por ano pelo sistema	62
Figura 19– Energia de saída do sistema fotovoltaico	63
Figura 20 – Energia de saída do Grid	64
Figura 21 – Uso do retificador para o grid	65
Figura 22 – Potência de entrada do eletrolisador.....	66
Figura 23 - A variação nos níveis do tanque de hidrogênio ao longo de um ano	67
Figura 24 - Distribuição do NPC por componentes do projeto	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo dos eletrolisadores.....	34	0
Tabela 2 - Custo da viagem para o porto do Pecém durante 25 anos.....	55	
Tabela 3 - Estimativa dos parâmetros dos componentes do sistema.....	56	
Tabela 4 - Estimativa dos parâmetros dos componentes do sistema.....	61	
Tabela 5 - Valores dos componentes pela otimização do HOMER Pro.....	62	
Tabela 6 - Utilização do grid e seus custos mensais.....	64	

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIE	Administração de Informações sobre Energia dos Estados Unidos
UE	União Europeia
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCE	Tribunal de Contas Europeu
AIB	Association Of Issuing Bodies
GO	Garantias de Origem
I-REC	Internacional Renewable Energy
EMS	Energy Management Systems
CC	Corrente Continua
CA	Corrente Alternada
HOMER-Pro	Hybrid Optimization Model for Electric Renewable
LCH	Custo Nivelado de Hidrogênio
NPC	Custo Presente Líquido
H2V	Hidrogênio Verde
IRENA	International Renewable Energy Agency
IEA	International Energy Agency
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
V	Volts
AEC	Eletrolisador Alcalino
PEM	Eletrolisador de Membrana de Troca de Protóns
SOEC	Eletrolisador de óxido sólido
AEM	Eletrolisador de Membrana de Troca de Ânions
ENEL	Entidade de Energia Elétrica
LCOE	Custo nivelado médio ponderado global de eletricidade
TES	Transforming Energy Scenario
PES	Planned Energy Scenario
DDP	Deeper Decarbonisation Perspective

LISTA DE SÍMBOLOS

CO_2	Dióxido de Carbono
CH_4	Metano
kWh	Kilo Watt Hora
EJ	ExaJoule
H_2O	Molécula da água
O	Átomo de Oxigênio
H	Átomo de Hidrogênio
(l)	Líquido
(g)	Gasoso
e^-	Elétrons
(aq)	Aquoso
$^\circ\text{C}$	Graus Celsius
Pt	Platina
IrO_2	óxido de irídio
RuO_2	óxido de Rutênio
K	Graus Kelvin
$T\Delta S^0$	Energia térmica
ΔG^0	Energia livre de Gibbs
ΔH^0	Variação de entalpia
OH^-	Íons de hidróxido
μm	Nanômetros
H^+	Íons de hidrogênio
KOH	Hidróxido de potássio
M_{H_2}	Massa de hidrogênio
η_{EL}	Eficiência do eletrolisador
P_{EL}	Energia consumida pelo eletrolisador
HV_{EE}	Valor calorífico equivalente a um kWh de energia elétrica
HV_{H_2}	Valor calorífico do hidrogênio
P_{PV}	Energia de saída do sistema solar fotovoltaico
H_p	Eficiência dos painéis
A_p	Área na qual os painéis irão cobrir para implantação do SFPV

G_t	Irradiação solar
T_p	Temperatura de operação dos painéis
C_{TH}	Valor do tanque de hidrogênio
H_{carga}	Valor da carga de hidrogênio
B_C	Capacidade da bateria
E_{cons}	Energia consumida
V_{bat}	Tensão da bateria
B_{ID}	Intensidade de descarga

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 HIDROGÊNIO VERDE E SEUS PROCESSOS ENERGÉTICOS	19
2.1 A Eletrólise da água	23
2.2 Termodinâmica da água	24
2.3 Tipos de eletrolisadores	27
2.3.1 Eletrolisador Alcalino (AEC)	27
2.3.2 Eletrolisador de Membrana de Troca de Protóns (PEM)	29
2.3.3 Eletrolisador de óxido sólido (SOEC)	31
2.3.4 Eletrolisador de Membrana de Troca de Ânions (AEM)	32
2.4 Energias renováveis	34
3 CONDIÇÕES PARA O HIDROGÊNIO SER VERDE	39
3.1 Requisitos necessários de acordo com a UE	40
3.2 Certificações	42
3.2.1 Certificação de Hidrogênio do CCEE	43
3.2.2 CertifHy	44
3.3 Medidores inteligentes e Garantia de Origem	47
4 METODOLOGIA	49
4.1 Local da pesquisa	49
4.2 Recurso solar em Sobral-CE	50
4.3 Descrição do sistema	51
4.3.1 Característica da carga	51
4.3.2 Exportação para o porto do Pecém	53
4.3.2.1 Custos da viagem	54
4.4 Simulação no HOMER Pro	55
4.4.1 Componentes do sistema	57
5 RESULTADOS	61
6 CONCLUSÃO	69
6.1 Trabalhos futuros	71

1 INTRODUÇÃO

A sustentabilidade se trata de um conjunto de ações e processos que tem como finalidade manter o vigor e a integridade do Planeta Terra para atender a geração atual e garantir essas necessidades, também, para as gerações futuras, para que não haja o esgotamento de recursos. Esse conceito foi aprimorado a partir da Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, criada pelas Nações Unidas para discutir e propor meios de harmonizar dois objetivos: o desenvolvimento econômico e a conservação ambiental (*World Wildlife Fund*, 2023).

Nesse sentido, busca-se por soluções que levem a descarbonização, tendo em vista a redução dos gases do efeito estufa na atmosfera, principal causador de mudanças climáticas, desertificação de áreas férteis, escassez de água, aquecimento global, dentre outros (ONU,2015).

Concomitantemente, há uma intensa procura de formas de fontes renováveis de energia para substituir os combustíveis fósseis, que emitem dióxido de carbono (CO₂), bem como outros gases que são maléficos ao meio ambiente, como o metano (CH₄), proveniente, principalmente, da digestão das vacas e pela decomposição de matéria orgânica de lixões e aterros sanitários. Por seguinte, essa busca é motivada também pelas atividades econômicas, grandes emissoras de gases prejudiciais à saúde do planeta, bem como o bem-estar das pessoas (Bezerra, 2021).

Segundo as Perspectivas Energéticas Internacionais da AIE - Administração de Informações sobre Energia dos Estados Unidos (2019), a estimativa do consumo mundial de energia irá aumentar aproximadamente 50% no intervalo de 2018 até 2050, ocasionando o aumento dos níveis de gases do efeito estufa. Além disso, essas perspectivas estão em consonância com o Acordo de Paris de 2015, tratado internacional de mudanças climáticas para redução de gases do efeito estufa no contexto de desenvolvimento sustentável (EPE, 2021).

Nesse contexto, entra em destaque o “hidrogênio verde” (H₂V), gerado através do processo de eletrólise da água, injetando corrente elétrica de fontes renováveis, sem que haja a emissão direta de dióxido de carbono na atmosfera. Isso contribui para o processo de “descarbonização” da economia e posiciona esse elemento como uma nova alternativa para o câmbio energético (Viegas, 2021).

O H₂V é apontado como a maior aposta para uma produção industrial mais sustentável. Em meio às discussões cada vez mais frequentes acerca da necessidade de redução das emissões de carbono, cresce a procura por opções viáveis para substituição de combustíveis

fósseis. Dentre as possibilidades, um dos elementos que desponta como a principal tendência é o H2V (Revista BrasilAlemanha, 2021).

Nesse contexto, a forte dependência de combustíveis fósseis tem gerado uma preocupação global crescente em relação à demanda por energia e às questões ambientais relacionadas ao seu uso. Em resposta a esse cenário, torna-se obrigatório o desenvolvimento de alternativas que promovam o uso de fontes de energia limpas, renováveis e sustentáveis. No entanto, muitas dessas fontes, como a solar e a eólica, apresentam características intermitentes e flutuantes, o que exige o desenvolvimento de tecnologias de conversão e armazenamento de energia eficientes, econômicas e robustas para garantir a continuidade do fornecimento energético (Santos *et al.*, 2023).

Nesse cenário, uma das estratégias promissoras para a transição energética é a construção de uma infraestrutura baseada no ciclo H/água, que seja sustentável e ambientalmente amigável. Tal abordagem pode viabilizar um futuro energético fundamentado na economia do hidrogênio limpo (Ferreira; Souza; Lima, 2022). O H tem sido cada vez mais reconhecido como um transportador de energia limpa e neutra em carbono, especialmente em aplicações em redes de distribuição e veículos de última geração. Segundo a Agência Internacional de Energia (2023), atualmente, mais de 90% do abastecimento de hidrogênio no mundo é proveniente da reforma de combustíveis fósseis, um processo que, além de ser altamente energético, gera emissões de gases de efeito estufa (AIE, 2023).

A eletrólise da água, processo eletroquímico no qual a eletricidade gerada por fontes renováveis é utilizada para separar a água em hidrogênio e oxigênio, surge como uma técnica promissora para a produção de hidrogênio de alta pureza. Esse processo permite que a eletricidade das fontes renováveis seja armazenada na forma de hidrogênio, oferecendo uma solução viável para mitigar os impactos ambientais dos combustíveis fósseis (Silva *et al.*, 2024).

O H2V, produzido a partir dessas fontes renováveis sem emissão de gases de efeito estufa, tem um papel fundamental na descarbonização de setores como transportes pesados e indústrias de alto consumo energético, que são tradicionalmente difíceis de abater (AIE, 2023). Esse tipo de hidrogênio representa uma alternativa sustentável aos combustíveis fósseis, com grande potencial para reduzir a pegada de carbono, sendo uma solução promissora para a geração e o armazenamento de energia limpa em larga escala.

Diante desse cenário, a presente pesquisa busca responder à seguinte pergunta norteadora: Quais são os desafios técnicos e econômicos para a produção e exportação de H2V de Sobral-CE para o Porto do Pecém-CE? Para responder a essa questão, o estudo tem como

objetivo geral analisar a viabilidade técnica e econômica da produção de H2V em Sobral para exportação ao Porto do Pecém.

Ao que concerne os objetivos específicos tem sentido em investigar a disponibilidade do uso de fontes renováveis em conjunto com a concessionária de energia do Estado do Ceará, Entidade de Energia Elétrica (ENEL), para a produção de H2V na região de Sobral, avaliar os desafios técnicos envolvidos na produção, armazenamento e transporte do H2V até o Porto do Pecém e assim, analisar os custos e benefícios econômicos da produção e exportação do H2V no mercado brasileiro para a União Europeia (UE), levando em conta suas diretrizes.

A metodologia adotada para esta pesquisa envolve o desenvolvimento e simulação de um sistema híbrido de produção de H2V, integrando fontes de energia renováveis, como a solar fotovoltaica em conjunto com a rede elétrica (Grid). A análise será realizada utilizando o software HOMER Pro que permite otimizar a configuração dos componentes do sistema, como o eletrolisador, o banco de baterias e os tanques de hidrogênio, a fim de garantir a eficiência na produção e armazenamento de hidrogênio.

Ademais, o modelo considerou a variabilidade das fontes de energia e a intermitência do SFPV, integrando uma rede elétrica para garantir a continuidade da operação do eletrolisador, especialmente durante períodos de baixa radiação solar. Além disso, serão comprovadas as condições locais de irradiação solar e temperatura em Sobral, no Ceará, para determinar as configurações ideais para o dimensionamento do sistema. A pesquisa também incluirá uma avaliação das previsões econômicas e ambientais do projeto, considerando custos de implementação, manutenção e o impacto das exportações de H2V para o Porto do Pecém.

A justificativa para esta pesquisa reside na necessidade de diversificação da matriz energética brasileira, com ênfase na sustentabilidade e na descarbonização da economia e em nos processos de exportação para UE. O Ceará tem se destacado como um polo emergente para a produção de H2V devido ao seu potencial de geração de energia solar e eólica, além da infraestrutura portuária estratégica do Porto do Pecém, que já está se preparando para se tornar um hub de exportação desse combustível (Costa; Almeida, 2023). O desenvolvimento desse setor pode gerar empregos, atrair investimentos e posicionar o Brasil como um dos principais exportadores globais de H2V, fortalecendo sua competitividade no mercado de energias renováveis.

Assim, este estudo se mostra relevante tanto do ponto de vista acadêmico quanto prático, pois contribui para a compreensão dos desafios e oportunidades do H2V no contexto

brasileiro, auxiliando na formulação de políticas públicas e estratégias empresariais voltadas para a transição energética sustentável.

Ao que concerne a estrutura do presente trabalho, o primeiro capítulo apresenta uma breve síntese do tema exposto ao longo trabalho, bem como objetivos, metodologia e justificativa.

No capítulo dois, conceitua o H2V e seus processos energéticos. Já o capítulo três, evidencia-se que o H2V, gerado sem emissões de carbono, está ganhando destaque no mercado global, com previsão de movimentação de bilhões até 2030, especialmente no Brasil, devido à sua abundância de recursos renováveis. Com a redução dos custos de produção, o H2V deve se tornar mais competitivo nos próximos anos, ademais, o H2V tem o potencial de transformar a geração de energia, funcionando como um "amortecedor" para a energia renovável e contribuindo para a flexibilidade das redes elétricas.

O capítulo quatro, aborda a metodologia da pesquisa por meio de um sistema de produção de H2V para exportação para o principal polo de desenvolvimento dessa tecnologia energética, que é o porto do Pecém no estado do Ceará.

Ao longo do capítulo cinco, a pesquisa tratou dos resultados do projeto. O software HOMER Pro otimiza sistemas de energia combinando painéis fotovoltaicos e grid, determinando a capacidade ideal dos componentes para maximizar a produção de H2V. No capítulo seis, são apresentadas as conclusões finais do trabalho e possíveis projetos futuros.

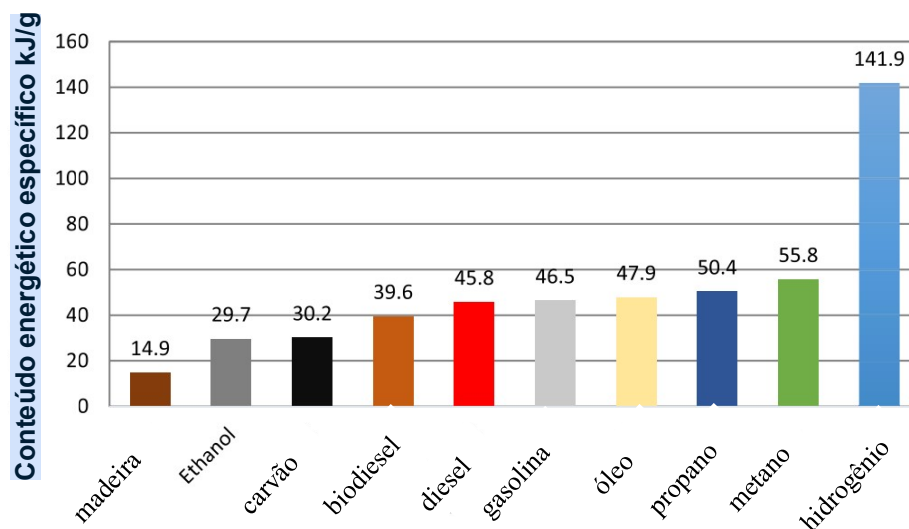
2 H2V E SEUS PROCESSOS ENERGÉTICOS

No ano de 1766, o cientista, naturalista e filósofo Henry Cavendish fez uma descoberta significativa ao identificar o hidrogênio como um elemento distinto. Ele foi pioneiro em demonstrar que o hidrogênio se combinava com o oxigênio para formar água. O próprio nome "hidrogênio" reflete essa propriedade, vindo das palavras gregas "hydros", que significa água, e "genos", que significa gerador. Essa descoberta lançou as bases para uma compreensão mais profunda da química e da composição dos elementos (Rodríguez, 2023).

O átomo de hidrogênio é composto por um próton e um elétron, tornando-o o elemento mais leve do universo, e possuindo propriedades únicas como alta densidade de energia por massa (120 MJ/kg) e menor densidade de energia volumétrica (8 MJ/L) (Pinsky, *et al.*, 2020). No entanto, ele não está prontamente disponível, diretamente, na Terra cujo está disposto apenas em formas quimicamente combinadas de água, combustíveis fósseis e biomassa. Dessa maneira, o principal desafio é separar o hidrogênio dos compostos naturais de forma eficiente e econômica (Dawood *et al.*, 2020).

Esse elemento, na sua forma natural, é um gás que exibe características como incolor, inodoro, insípido e inflamável em condições normais de temperatura e pressão, bem como sua energia liberada na combustão por unidade de massa, que é de 2 a 3 vezes maior do que a fornecida por outros combustíveis como biodiesel, metanol, etanol, gás natural e gás liquefeito de petróleo (Miranda, 2019). A Figura 1 mostra energia calorífica de alguns combustíveis por unidade de massa:

Figura 1 - Poder calorífico de alguns combustíveis mais utilizados.



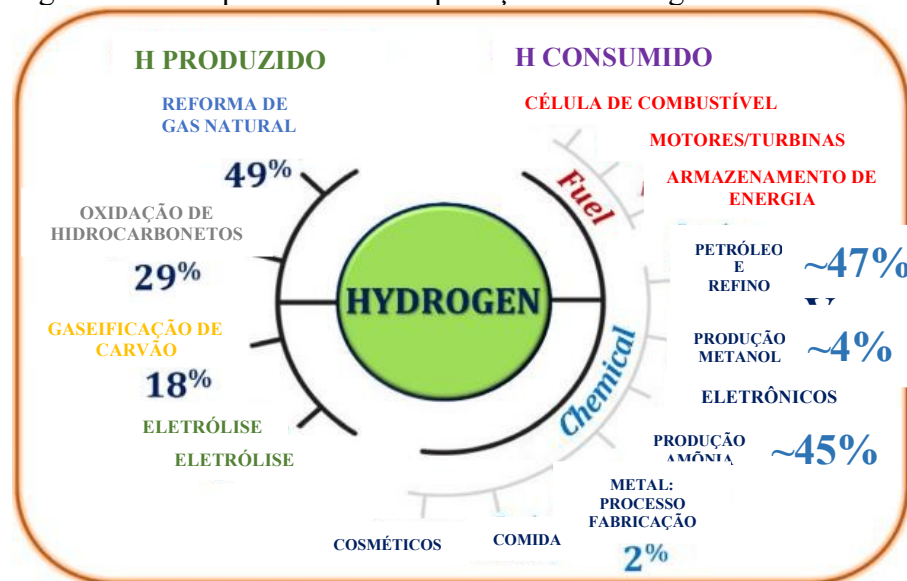
Fonte: Suleman, *et al.*, (2015).

Seguindo essa linha de raciocínio, o hidrogênio produzido pode ser utilizado diretamente nos setores de transporte e industrial como fonte de energia, além de atuar como transportador energético em veículos com células de combustível e processos industriais. Nesse contexto, sua capacidade de armazenar e transferir energia contribui para aumentar a eficiência dos sistemas de armazenamento em comparação com as baterias. Além disso, pode ser empregado como matéria-prima nas indústrias químicas e petroquímicas para a produção de amônia e combustíveis sintéticos (Jovan; Dolanc, 2020).

O hidrogênio pode ser produzido a partir de diversas fontes de matérias-primas, incluindo fontes renováveis e não renováveis, que giram em torno de 87 milhões de toneladas/ano. No entanto, até 2020, a maior parte do hidrogênio (95%) foi produzida a partir de combustíveis fósseis não renováveis, especialmente por meio da reforma do vapor do gás natural, emitindo 830 milhões de toneladas/ano de CO₂ e o resto do hidrogênio foi produzido a partir de recursos renováveis, incluindo eletrólise da água (Puga, *et al.*, 2023)

Nesse cenário, a Figura 2 mostra os principais métodos e aplicações de hidrogênio:

Figura 2 - Principais métodos e aplicações do hidrogênio.



Fonte: Kumar, *et al.*, (2022).

O documento “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio” (2021), relata que o hidrogênio, apresenta destaque no mercado mundial, uma vez que no ano de 2019 chegou a um alcance entre US\$ 118 milhões e US\$ 136 milhões e um dos principais motivos para essa marca são os países, cujos buscam o processo de descarbonização por

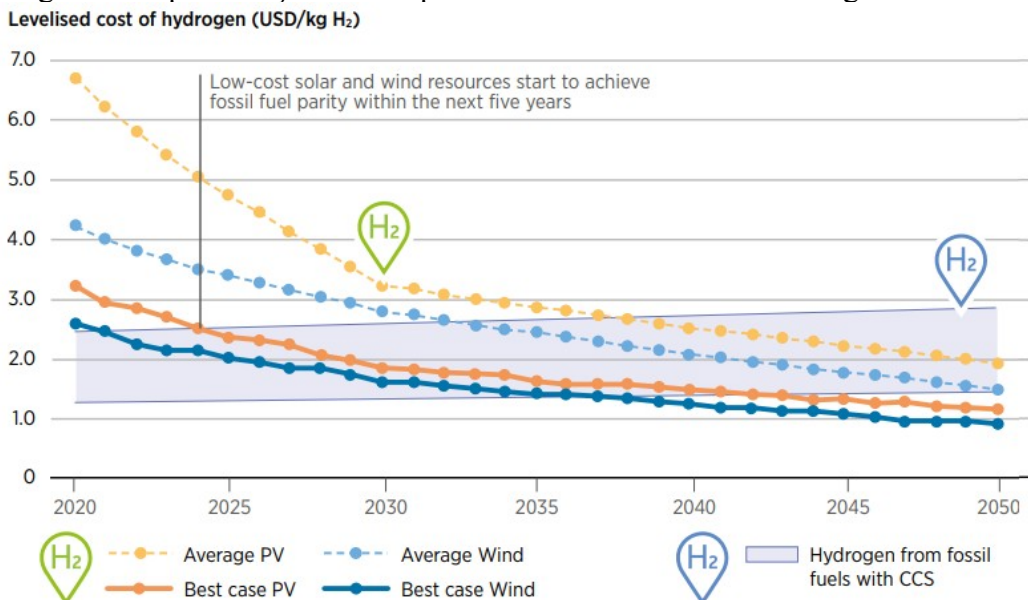
influência do Acordo de Paris, visto que a depender da rota de produção, o gás hidrogênio pode ser empregado como fonte de energia de baixo ou zero carbono.

Além disso, segundo a empresa de consultoria Thymos Energia (2023), o H2V deve movimentar US\$ 350 bilhões no mundo e US\$ 28 bilhões no Brasil até 2030, onde corresponderá cerca de 8% do montante total e isso se dá pelo fato de que o mercado de fornecimento de H2V é sensivelmente influenciado por dois fatores: a disponibilidade do potencial de energia elétrica renovável e a oferta do recurso hídrico. Dessa maneira, o Brasil tem os dois em abundância e deve concentrar metade dos investimentos latinos, uma quantia bem relevante considerando todos os continentes e países envolvidos.

Segundo a IRENA (International Renewable Energy Agency) (2020), nas próximas décadas, espera-se uma redução nos custos do H2V, impulsionada pela produção de equipamentos como eletrolisadores mais acessíveis e pela queda nos preços das energias renováveis. Nesse contexto, o hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis se tornará mais competitivo. Globalmente, a competitividade do H2V deverá ser alcançada entre 2030 e 2050, consolidando-se como um elemento crucial na redução dos impactos ambientais.

A Figura 3 mostra a comparação do H2V com os combustíveis fósseis com captura e armazenamento de carbono:

Figura 3 - Aproximação da competitividade do H2V com o hidrogênio azul.



O custo da energia renovável (usada para produzir o H2V), o custo e o desempenho dos eletrolisadores e o fator de carga do eletrolisador determinam o custo de produção do verde.

Os custos de produção de cerca de US\$ 2-3 por quilograma para o H2V são viáveis na próxima década nos melhores locais. O baixo custo também pode ser alcançado mais cedo em locais com bons recursos de energia renovável (IEA, 2023).

Essa produção de H2V também tem o potencial de criar um ciclo virtuoso para as redes de eletricidade baseadas em energias renováveis, já que o hidrogênio pode proporcionar a tão necessária flexibilidade aos sistemas de energia, atuando como um amortecedor para a geração renovável não despachável, e tem um papel potencial para o equilíbrio sazonal da geração renovável, armazenando grandes quantidades de hidrogênio em reservatórios subterrâneos. Como consequência do potencial do H2V de baixo custo, alguns setores com uso intensivo de energia poderão, no futuro, ser instalados em locais que atendam a esses critérios (IEA, 2023).

Ainda sobre o documento publicado pela IRENA (2020), o hidrogênio tem o potencial de suprir aproximadamente 29 ExaJoule (EJ) da demanda global de energia até 2050. Dois terços desse valor viriam de fontes renováveis, exigindo, no mínimo, cerca de 7.500 TWh de eletricidade renovável, o que equivale aproximadamente a 30% da geração global de eletricidade atual.

O hidrogênio já é empregado na indústria em quantidades significativas, no entanto, esse hidrogênio cinza, cujo se refere a um tipo de hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis, principalmente do gás natural, por meio do processo de reforma a vapor do metano terá de ser substituído por uma combinação de hidrogênio azul, que tem a mesma propriedade do hidrogênio cinza, porém captura e armazena o CO₂, e verde. Há um potencial significativo para reduzir as emissões em produtos químicos, refino, ferro e aço usando o H2V para substituir as matérias-primas baseadas em combustíveis fósseis e para fornecer calor de alta temperatura. Nesse sentido, pouco menos de 14 EJ de hidrogênio renovável seriam consumidos no setor industrial em 2050, principalmente na indústria de ferro e aço, em produtos químicos e na produção de amônia (Bivica, 2023).

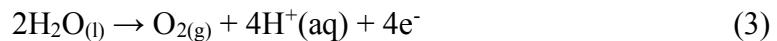
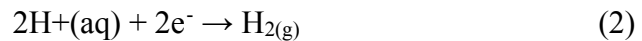
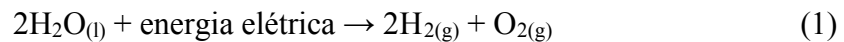
Um possível aumento de energias renováveis e H2V na Austrália pode ser um exemplo, já que o país anunciou dois estudos de viabilidade para explorar a amônia renovável em escala comercial (Paul, 2019). Na Noruega, a primeira fábrica que produz amônia a partir de H2V foi inaugurada em 2024 (Yara, 2024).

Nesse viés, o setor de transportes seria o segundo maior usuário de hidrogênio renovável, com 4 EJ consumidos por ano até 2050. No setor de transportes, o hidrogênio pode ser usado em veículos elétricos com célula de combustível, principalmente para o transporte de cargas mais pesadas, ou para produzir combustíveis sintéticos para o transporte marítimo ou

aéreo. No setor de edifícios, o hidrogênio pode ser misturado ao gás natural ou usado para produzir metano sintético e injetado em redes de gás, embora essa aplicação seja limitada a cerca de 1 EJ (Mckinsey & Company, 2021).

2.1 A Eletrólise da água

A técnica de produção de H₂V consiste na quebra da molécula de água (H₂O) por meio de um eletrolisador. Ele é um artifício que permite produzir hidrogênio por meio da eletrólise, cujo é capaz de quebrar as moléculas da água em hidrogênio e oxigênio através da eletricidade e proporcionando mais condutividade ao meio. Essa reação produz gás hidrogênio com elevada pureza e conduz esse processo no caminho ecológico, sem liberação de gases nocivos ao meio ambiente (dióxido de carbono, monóxido de carbono, metano e outros), pois é obtido como subproduto o gás oxigênio. As equações 1, 2 e 3 mostra o processo global obtido pela eletrólise e as reações de redução e oxidação, respectivamente, em cada eletrodo (Vidas; Castro, 2021).



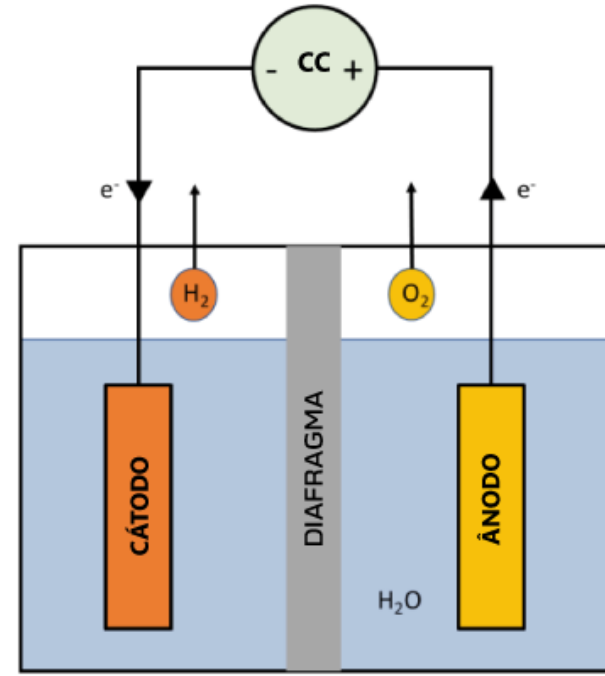
A fim de tornar esta técnica mais eficiente e viável, grandes investimentos em pesquisa e desenvolvimento ao longo dos vem ampliando novos meios de obter o gás hidrogênio, empregando materiais com um menor consumo energético e de baixo custo, além disso conectando a fontes de energia solar e/ou eólica (Van Renssen, 2020).

A Figura 4 mostra o esquema básico da célula de eletrólise, que é composta por quatro componentes principais: dois eletrodos metálicos – um ânodo, no qual ocorre a reação de desenvolvimento do oxigênio, e um cátodo, no qual ocorre a reação de desenvolvimento do hidrogênio; um eletrólito que garante a condutividade iônica (ou transferência de íons); e uma fina camada de material condutor de íons, chamada de separador (Grigoriev et al., 2020).

Durante a eletrólise, uma grande tensão de corrente contínua (CC) é aplicada à célula junto com um abastecimento de água no conjunto. Isso causa reações redox nos dois eletrodos, cuja provoca a reação de decomposição da água em moléculas de H₂ e O₂ no cátodo e no ânodo, respectivamente. Embora os íons e os elétrons possam penetrar através do

separador, a penetração de gás é substancialmente desativada, o que dificulta significativamente a recombinação de gases de hidrogênio e oxigênio para formar água (Holst et al., 2021).

Figura 4 – Estrutura básica da célula de eletrólise



Fonte: Adaptado de Holst, *et al.*, 2021

2.2 Termodinâmica da água

Considerando a definição básica de eletrólise e seu processo, ela consiste na quebra da molécula na presença de dois eletrodos (ânodo e cátodo), no qual os produtos obtidos da reação são o gás hidrogênio confinados no compartimento do cátodo, bem como o gás oxigênio confinado no compartimento do ânodo (Khan, *et al.*, 2021). A eletrólise da água não é termodinamicamente favorável devido à sua exigência de uma entrada de energia para impulsionar todo o processo. Durante a eletrólise da água, a divisão em hidrogênio e oxigênio atua graças a aplicação de um potencial elétrico entre o ânodo e o cátodo da célula eletroquímica (Wei, *et al.*, 2022).

A eletrólise eletroquímica da água é considerada uma tecnologia primordial de armazenamento e conversão de energia limpa com hidrogênio econômico e que inclui duas rotas: eletrólise da água em baixa temperatura e em alta temperatura. A eletrólise da água em alta temperatura depende de eletrólitos de óxido cerâmico condutores, de prótons ou de íons de oxigênio, em altas temperaturas de operação (até 1.000 °C), o que melhora a cinética e a

termodinâmica da reação e permite altas densidades de corrente de saída e eficiências de tensão (Bian, 2022).

No entanto, o uso de altas temperaturas e cerâmicas frágeis leva a problemas de vedação inadequada, rachaduras nas células e o design do sistema volumoso, o que torna sistemas com essa configuração inadequados para situações flutuantes e dinâmicas. Por outro lado, a eletrólise da água em baixa temperatura, tem as vantagens de realizar projetos fáceis e compactos, com operação simples e com níveis mais altos de prontidão tecnológica para comercialização, além de mercados maduros. Dessa forma, ambas as rotas demonstram grande potencial para promover a economia do hidrogênio (Le, 2021). Esse trabalho se baseia na discussão da eletrólise da água em baixa temperatura, por causa da estabilidade térmica das membranas.

Pelo fato da cinética lenta e as grandes barreiras de energia no desenvolvimento do hidrogênio e do oxigênio na célula eletroquímica, fazem com que a eletrólise da água exija entradas de tensão muito maiores do que a tensão termodinâmica teórica para atingir taxas de produção de H₂ apreciáveis, levando a eficiências de energia relativamente baixas (Fang, *et al.*, 2017).

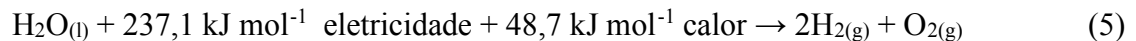
A partir disso, os eletrocatalisadores são indispensáveis para acelerar a cinética e reduzir as entradas de tensão. Atualmente, a platina (Pt), que é um metal precioso, e os óxidos de metais nobres, como o óxido de rutênio (RuO₂) e o óxido de irídio (IrO₂) são os eletrocatalisadores de última geração para a reações de desenvolvimento de hidrogênio e oxigênio, respectivamente. No entanto, a escassez, o alto custo e a durabilidade limitada desses catalisadores de metais nobres restringem severamente sua aplicação generalizada na produção em larga escala de H₂ por meio da eletrólise da água em escala global (Suen, *et al.*, 2017).

Levando em conta que a eletrólise da água em baixa temperatura acontece em valores abaixo de 100°C a fim de que haja a estabilidade térmica das membranas, e que, segundo a equação global da eletrólise, indicada da equação (1), mostra a divisão da molécula de água, vê-se a necessidade de representar os valores potenciais de equilíbrio de meia célula para a condição padrão de 1 atm e 298,15 K. Nesse sentido, sabe-se que o diferença de potencial mínima para quebra da molécula de água em uma condição teórica é de 1,23 V, também chamado de tensão termodinâmica reversível, sem perdas e eficiente no ponto de termodinâmico (Wei Li, *et al.*, 2022).

A reação de separação da água é uma reação endotérmica, definida pela equação 4 a seguir:

$$\Delta H^0 = \Delta G^0 + T\Delta S^0 \quad (4)$$

Em que a variação da energia livre de Gibbs ΔG^0 é de $237,1 \text{ kJ mol}^{-1}$, a variação de entalpia ΔH^0 é igual a $285,8 \text{ kJ mol}^{-1}$ e a energia térmica $T\Delta S^0$ é de $48,7 \text{ kJ mol}^{-1}$ em condições padrão (1 atm e 298,15 K). A energia total conhecida como entalpia é composta de energia elétrica e térmica (Fang *et al.*, 2017). Nesse cenário, a partir das perspectivas termodinâmicas acima, a reação de divisão da água sob condições padrão pode ser expressa pela equação (5):



Nesse contexto, a equação (5) indica que a divisão de um mol de água líquida para produzir 1 mol de H_2 nas condições padrões necessita de uma energia total teórica (ΔH^0) de $285,8 \text{ kJ}$ composto por $237,1 \text{ kJ}$ de eletricidade (ΔG^0) e $48,7 \text{ kJ}$ de calor ($T\Delta S^0$). Considerando a eletrólise da água em baixa temperatura, o calor do sistema pode ser adicionado por meio de fontes extras de calor ou pelo efeito joule das correntes elétricas e iônicas que fluem pelas resistências da célula (He Qi, 2020).

Em contrapartida, a tensão termoneutra nas condições padrão, é definida como $1,48 \text{ V}$ e calculada com base na variação de entalpia, e essa mudança de potencial entre as condições padrão da variação de energia livre de Gibbs e da tensão termoneutra decorre da mudança de entropia no processo geral, uma vez que deve ser equilibrado, tanto para o fornecimento como para a remoção de calor do sistema. Quando o calor é totalmente fornecido pelo efeito Joule das correntes elétricas e iônicas que fluem pelas resistências internas, essa necessidade de calor é diretamente identificado pela eletricidade fornecida.

Em outras palavras, $285,8 \text{ kJ}$ de eletricidade em vez de $237,1 \text{ kJ}$ é o mínimo necessário para dividir a molécula de água, que está diretamente ligada a tensão termoneutra de $1,48 \text{ V}$. Dessa forma, se um eletrolisador funcionar com 100% de eficiência (ou seja, a $1,48 \text{ V}$ sob as condições padrão), o calor gerado pelo eletrolisador é igual ao calor necessário para que a eletrólise prossiga e, portanto, uma situação termoneutra é alcançada.

Seguindo essa linha de raciocínio, o eletrolisador não libera calor para o ambiente nem absorve calor do ambiente, ou seja, a energia fornecida pela eletricidade é exatamente igual ao conteúdo energético dos produtos (hidrogênio e oxigênio) sem trocas adicionais de calor com o ambiente. Nesse contexto, se a tensão estiver abaixo de uma tensão de célula de $1,48 \text{ V}$ (mas acima de $1,23 \text{ V}$), a célula de eletrólise atuará como um refrigerador, absorvendo

continuamente o calor do ambiente, porém se a tensão estiver acima de 1,48 V, o excesso de calor será gerado e deverá ser removido para que a célula funcione de forma isotérmica.

Pelo fato das perdas no processo eletroquímico, as perdas nos eletrodos em consequência do efeito joule e as perdas pelo aumento do potencial considerando a cinética lenta das reações das evoluções de hidrogênio e oxigênio, totaliza um consumo de energia acima do esperado (Lim, et al., 2021).

2.3 Tipos de eletrolisadores

As células de eletrólise podem ser de quatro tipos: (a) Alkaline Electrolyzer Cell (AEC), que se trata do eletrolisador alcalino, (b) Proton Exchange Membrane (PEM), que usa uma membrana de troca de prótons, (c) Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC), que usa uma membrana cerâmica e (d) Anion Exchange Membrane (AEM), que se trata de uma membrana de troca de ânions (Grigoriev, *et al.*, 2020).

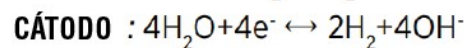
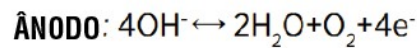
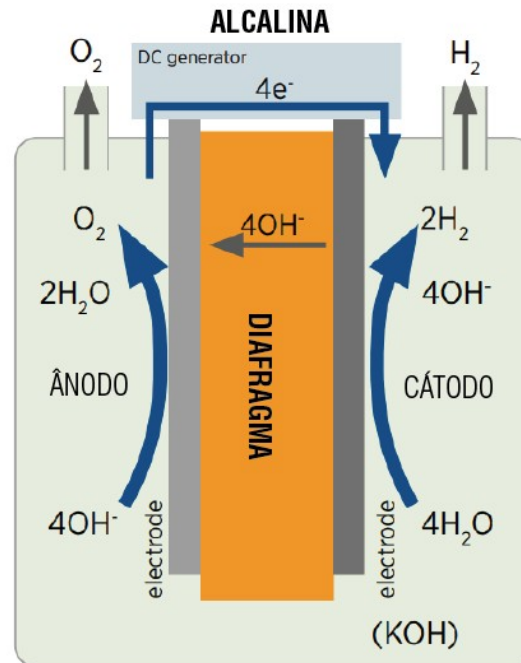
Um conjunto de várias dessas células é chamado de pilha e que necessita de outros componentes, estruturais e auxiliares, cujos são necessários tanto no nível de pilha (ou seja, montagem de várias células) quanto no nível de pacote de eletrolisadores (ou seja, coleta de várias pilhas) para garantir o funcionamento desejado. (Holst, *et al.*, 2021).

2.3.1 Alkaline Electrolyzer Cell (AEC)

A AEC é a tecnologia de eletrolisador mais antiga, mais madura e mais amplamente implantada até o momento, estando em uso comercial há mais de 100 anos. É um processo de baixa temperatura, operando a 60°C-90°C, que emprega um eletrólito líquido alcalino (20-40% em peso de hidróxido de potássio ou KOH) e a célula opera em pressões atmosférica até 30 bar (Gerloff, 2021).

Esse eletrolisador tem sido usado principalmente para a produção de H₂ em escala de megawatt (MW) em usos finais industriais, como a produção de amônia. Na AEC, o processo é realizado quando a água é normalmente fornecida ao cátodo, cuja é dividada em gás H₂ e íons de hidróxido (OH⁻). Esses íons OH⁻ passam pelo diafragma (membrana condutora de ânions) para serem convertidos em O₂ e água no ânodo (Holst et al., 2021). A Figura 5 mostra a configuração do eletrolisador AEC:

Figura 5 - Estrutura básica do AEC



Fonte: Adaptado de IRENA, 2020

Nesse eletrolisador é exigido que o diafragma (separador) e os eletrodos sejam colocados próximos um do outro (estrutura semelhante a um sanduíche), o que é chamado de design de espaço zero. Isso reduz tanto a resistência iônica (por meio da distância reduzida entre os eletrodos) e o sobrepotencial (por meio da evolução do gás na parte posterior dos eletrodos), o que, em conjunto, melhora a eficiência da célula (Holst et al., 2021).

Os componentes da célula são pressionados juntos com espaçadores usados entre os eletrodos e os invólucros das células (ou placas bipolares). Embora as células sejam, em sua maioria, de formato retangular, os designs de células de formato redondo também podem ser usados em níveis de pressão mais altos para evitar vazamentos (Holst et al., 2021).

Os eletrodos de AEC são normalmente feitos de níquel ou aço inoxidável devido a uma combinação de alta resistência à corrosão, alta condutividade elétrica e alta atividade eletroquímica. Isso é complementado pelo uso de eletrocatalisadores em substratos de base para aumentar ainda mais a resistência à corrosão e a atividade eletroquímica. Os catalisadores típicos para o cátodo incluem dióxido de rutênio (RuO_2), molibdênio (Mo), óxidos metálicos mistos e ligas de níquel (como Ni-Mo), enquanto a mistura de níquel e/ou óxido de níquel e cobalto é usada como catalisador de ânodo (Zhao, *et al.*, 2020)

Em termos de pilha, as AECs são conectadas em série (lado posterior do cátodo de uma célula com o ânodo da célula vizinha) pressionando simultaneamente, de modo que as células individuais sejam fixadas entre as placas de extremidade e pressionadas com hastes rosqueadas que normalmente percorrem todo o comprimento da pilha. Além disso, pressões das pilhas mais altas geralmente são preferidas para permitir um design de pilha mais compacto (Holst et al., 2021).

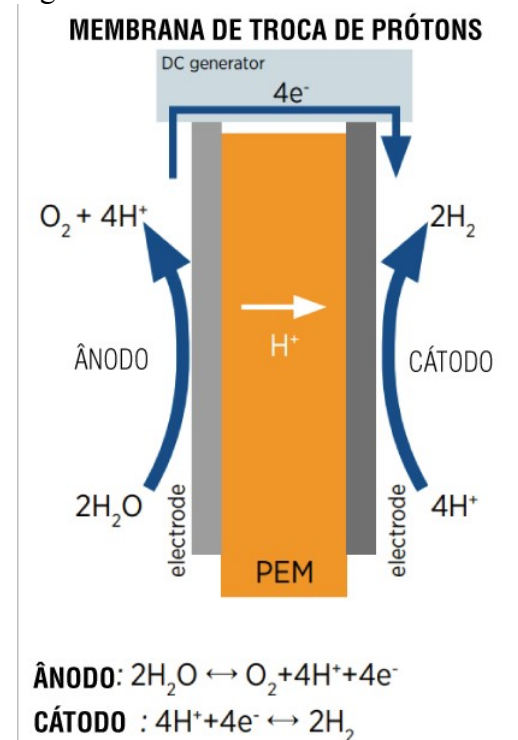
2.3.2 Proton Exchange Membrane (PEM)

Embora o PEM também seja uma tecnologia de baixa temperatura, operando entre temperaturas de 50°C à 100°C como o AEC, ele usa uma membrana de eletrólito de polímero em vez de um eletrólito líquido, como KOH. Outro ponto de diferença em relação ao AEC é que, aqui, a água é fornecida nos ânodos para ser dividida em oxigênio e íons de hidrogênio (H⁺). Enquanto o oxigênio é descarregado no ânodo, os íons H⁺ se movem pela membrana condutora de prótons até o cátodo e reagem com os elétrons para formar gás hidrogênio, tornando o meio ácido (Grigoriev et al., 2020).

Os eletrodos PEM são revestidos diretamente na membrana, formando um conjunto de eletrodos de membrana. O uso de um eletrólito sólido elimina a necessidade de circulação de eletrólito líquido e a resistência causada pela formação de bolhas de gás nos eletrodos. O uso de um eletrólito sólido elimina a necessidade de circulação de eletrólito líquido e a resistência causada pela formação de bolhas de gás nos eletrodos (Holst et al., 2021).

Além disso, tanto o arranjo do conjunto de eletrodos de membrana quanto o uso da membrana de eletrólito sólido juntos tornam o PEM e o projeto da pilha mais compactos, ao mesmo tempo que garantem a transferência adequada de íons em uma ampla faixa de densidades de corrente. Os conjuntos de eletrodos de membrana são comprimidas entre camadas de transporte porosas, que se combinam com uma interconexão (placa bipolar) e uma vedação para constituir uma pilha PEM. A Figura 6 mostra o esquema de um eletrolisador PEM:

Figura 6 - Estrutura básica do PEM



Fonte: Adaptado de IRENA (2020).

As células são conectadas eletricamente de forma individual (em série) e hidraulicamente (em paralelo) para atingir altas taxas de produção de H₂. Além disso, são usadas pressões mais altas nas pilhas de PEM (20-30 bar) e suas membranas tipicamente usadas no PEMs são membranas de ácido sulfônico perfluorado. Como essas membranas são bastante finas (100-200 μm de espessura), nanopartículas de platina (Pt) são usadas como catalisadores de recombinação na membrana para evitar qualquer permeação de hidrogênio através dela (Holst, *et al.*, 2021).

Além disso, estruturas de reforço internas são usadas em membranas de ácido sulfônico perfluorado para reduzir qualquer inchaço devido à absorção de água. As camadas de transporte porosas também são finas, como as membranas de sulfônico perfluorado (até 100 μm de espessura), mas são necessárias para garantir a distribuição uniforme da corrente entre os eletrodos e a placa bipolar (Holst *et al.*, 2021). Para o cátodo, é usado como camadas de transporte porosas o papel carbono ou carbono, enquanto o titânio é a camadas de transporte porosas preferido para o ânodo devido à sua alta condutividade e resistência à corrosão (Zhao, *et al.*, 2020).

2.3.3 Eletrolisador de óxido sólido (SOEC)

Ao contrário do PEM e AEC, o SOEC é um eletrolisador que trabalha em alta temperatura, operando a 600°C - 1000°C. Nesse eletrolisador, a água é fornecida ao cátodo (como nos PEM), onde recebe elétrons para produzir gás hidrogênio e ânions de oxigênio. Esses ânions de oxigênio vão para o ânodo, onde perdem o excesso de elétrons para serem liberados como gás oxigênio. A operação em alta temperatura das SOECs é benéfica para a produção de H₂ em relação às duas tecnologias de baixa temperatura (PEM e AEC) de várias maneiras.

Primeiro, o uso de uma alta temperatura reduz a tensão de equilíbrio da célula necessária para dividir a água, fornecendo a energia residual necessária como calor. Nesse contexto, temperaturas mais altas também abordam significativamente as limitações cinéticas associadas à transferência de íons, elétrons e gases e a reação eletroquímica resultante nas células (Grigoriev, *et al.*, 2020).

Além disso, as reações de divisão da água em SOECs ocorrem na fase de vapor (em vez da fase líquida em PEM e AEC), onde a energia livre necessária para essa reação é menor. Além disso, uma parte considerável dessa energia pode ser fornecida usando calor em vez de eletricidade, o que reduz os custos e os efeitos relacionados à eletricidade (Grigoriev *et al.*, 2020).

Por fim, diferentemente das tecnologias PEM e AEC, as pilhas de SOEC geram calor de alta temperatura, o que é adequado para a integração com sistemas de aquecimento associados à planta do eletrolisador, otimizando assim o consumo de energia da configuração como um todo (Gerloff, 2021b).

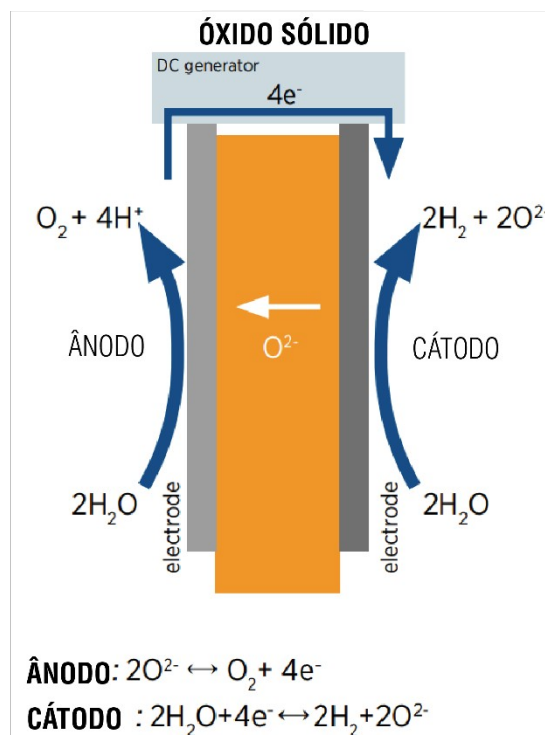
Os eletrólitos SOEC típicos consistem em zircônia dopada (ZrO₂), o cátodo (eletrodo de hidrogênio) geralmente contém zircônia e níquel (Ni), enquanto o material do ânodo (eletrodo de oxigênio) é geralmente perovskita à base de lantânio, A céria (CeO₂) também é adicionada como catalisador, muitas vezes na forma dopada (por exemplo, céria dopada com gadolínio), para aumentar a condutividade iônica da célula e formar uma intercamada entre o ânodo e o eletrólito para evitar a formação de quaisquer zirconatos eletricamente resistivos. No nível das pilhas, são usadas interconexões feitas de aços inoxidáveis ferríticos, com alto teor de cromo ou Cr (Zhao, *et al.*, 2020).

A cerâmica de vidro é usada para manter as células, as estruturas e as interconexões no lugar durante toda a vida útil da pilha. As células são fabricadas com pós cerâmicos que são moldados em camadas usando uma variedade de processos, como fundição em fita e

pulverização, e materiais orgânicos, como solventes e aglutinantes. Essas células são aderidas a uma estrutura de aço e montadas com outros componentes (por exemplo, espaçadores).

Após o empilhamento, a pilha é mecanicamente comprimida e, em seguida, aquecida até a temperatura de transição vítrea para garantir o aperto suficiente do gás entre os componentes vizinhos (Zhao et al., 2020). A Figura 7 mostra a configuração de um eletrolisador SOEC:

Figura 7 - Estrutura básica do SOEC



Fonte: Adaptado de IRENA (2020).

2.3.4 Eletrolisador de Membrana de Troca de Ânions (AEM)

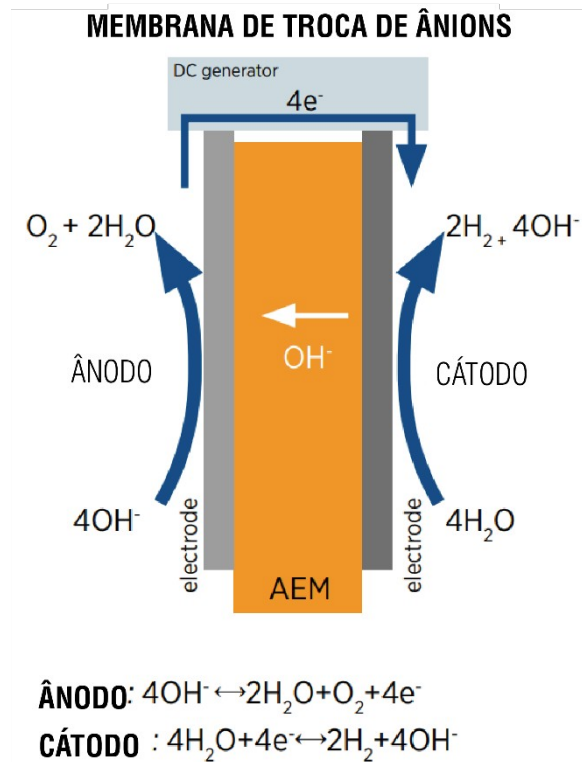
Essa é a tecnologia mais recente, com apenas algumas empresas comercializando-a, com implantação limitada. O potencial da AEM está na combinação de um ambiente menos agressivo dos eletrolisadores alcalinos com a simplicidade e a eficiência de um eletrolisador PEM. Ele permite o uso de catalisadores não nobres, componentes sem titânio e, como no PEM, a operação sob pressão diferencial (IRENA, 2020).

A realidade, no entanto, é que a membrana AEM tem problemas de estabilidade química e mecânica, o que leva a perfis de vida útil instáveis. Além disso, o desempenho ainda

não é tão bom quanto o esperado, principalmente devido à baixa condutividade da AEM, arquiteturas de eletrodos ruins e cinética lenta do catalisador (IRENA, 2020).

Normalmente, o aprimoramento do desempenho é obtido pelo ajuste das propriedades de condutividade da membrana ou pela adição de um eletrólito de suporte (por exemplo, KOH ou bicarbonato de sódio [NaHCO₃]). No entanto, esse ajuste pode levar à diminuição da durabilidade. O íon OH⁻ é intrinsecamente três vezes mais lento (condutividade mais baixa) do que os prótons H⁺ dentro da PEM, o que força os desenvolvedores de AEM a fabricar membranas mais finas ou com maior densidade de carga (IRENA, 2020). A Figura 8 mostra a modelagem de um eletrolisador tipo AEM:

Figura 8 - Estrutura básica do AEM



Fonte: Adaptado de IRENA (2020).

A Tabela 1 mostra um resumo das principais características dos eletrolisadores citados.

Tabela 1 – Resumo dos eletrolisadores

Parâmetros	AEC	PEM	SOEC
Faixa de Temperatura (°C)	60-90	50-100	650-1000
Faixa de Pressão (bar)	1-30	30-80	1
Densidade de Corrente (A/cm ²)	0,2-6	0,0-0,3	0,0-0,2
Eficiência (%)	80	1,01/1,8/65	>99%
Capacidade (Nm ³ /h)	0,2- 0,5/2,0/80	1-250	3,6/1,48/950
Vida útil (h)	60000- 90000	30000-90000	10000-30000
Forma do H ₂ O	Líquido	Líquido	Vapor
Ciclo de carga	Médio	Bom	Bom
Ciclo Stop/go	Fraco	Fraco	Fraco
Ciclo de Temperatura	Fraco	Bom	Bom
Tensão da Célula (V)	24	Até 44	0,95-1,3
Densidade de Potência (W/cm ²)	Até 1,2	67-82	81-86
Eficiência da Tensão (%)	62	60	88-90
Taxa de Carga Parcial (%)	20-40	40-100	0
Taxa de Produção de Hidrogênio (Nm ³ /h)	30-100	> 300	>200
Pureza do Hidrogênio produzido (%)	> 99.9%	99.99%	> 60

Fonte: Adaptado de Lyer *et al.*, (2022)

2.4 Energias renováveis

No documento de “Global Renewables Outlook” publicado pela IRENA em 2020, houve um aumento de 1% ao ano nas emissões de CO₂ relacionadas a energia, mesmo com a diminuição de questões sanitárias e a queda do uso de petróleo. Dessa maneira, no documento há um indicativo, que é a “Transforming Energy Scenario”(TES) - que descreve um caminho

de transformação energética ambicioso, porém realista, baseado em grande parte em fontes de energia renovável e eficientes – cujo busca um caminho seguro para o clima, suficiente para manter o aquecimento global neste século “bem abaixo de 2°C”, de acordo com o Acordo de Paris.

Nessa perspectiva para a transformação do sistema energético, também há um indicativo do crescimento maior do PIB, alcançando 2,4% a mais até a metade do século em relação aos valores atuais. O ganho acumulado entre hoje e 2050 chega a US\$ 98 trilhões, superando em muito os investimentos adicionais necessários para transformar o sistema energético (IRENA, 2020).

Essa transformação prevista se pagaria efetivamente por si mesma, com cada dólar gasto suscitando retornos entre três e oito dólares. Ainda sobre o documento publicado pela IRENA em 2020, O “Transforming Energy Scenario” custaria 19 trilhões de dólares a mais do que o “Planned Energy Scenario” (PES) - que fornece uma perspectiva sobre os desenvolvimentos do sistema de energia com base nos planos de energia atuais dos governos - , mas traria benefícios no valor de pelo menos 50 trilhões de dólares até 2050 (IRENA, 2020).

A “Deeper Decarbonisation Perspective” (DDP) - que apresenta pontos de vista sobre opções adicionais para reduzir ainda mais as emissões de CO₂ relacionadas à energia - custaria outros 16 trilhões de dólares para atingir emissões líquidas zero, ou outros 26 trilhões de dólares para eliminar totalmente as emissões de CO₂ totalizando um custo total de 45 trilhões de dólares, mas as economias acumuladas ainda seriam maiores, chegando a 62 trilhões de dólares ou mais (IRENA, 2020).

Junto com um futuro energético sustentável, essa transição promete novos padrões de desenvolvimento socioeconômico. A mudança do foco de investimento nessa perspectiva aumentaria os empregos em energias renováveis para 42 milhões em todo o mundo até 2050, quatro vezes mais do que hoje. Os empregos no setor de energia em geral chegariam a 100 milhões até 2050, cerca de 40 milhões a mais do que atualmente (IRENA, 2021).

A transição resultaria em 7 milhões de empregos a mais em toda a economia em comparação com os planos atuais. Os benefícios ambientais e de saúde, juntamente com amplas melhorias no bem-estar das pessoas, seriam sentidos em todas as regiões do mundo. Nesse sentido, o bem-estar das pessoas melhoraria mais rapidamente e ainda mais, com um indicador de bem-estar 13,5% maior no TES até 2050. A divergência reflete principalmente a redução da poluição do ar, que resultaria em melhor saúde em todas as regiões (IRENA, 2021).

O setor de energia começou a mudar de forma promissora, com a adoção acentuada de energias renováveis e tecnologias relacionadas, o que é um bom indício para um futuro

sustentável. As tecnologias renováveis estão dominando o mercado global de novas capacidades de geração de energia. A energia solar fotovoltaica e a eólica são cada vez mais a fonte de eletricidade mais barata em muitos mercados, e a maioria das fontes de energia renovável será totalmente competitiva em termos de custo na próxima década (IRENA, 2019c).

Um novo marco foi alcançado em 2019, quando a geração de eletricidade renovável aumentou mais do que a demanda de eletricidade, enquanto a geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis diminuiu. Essa é a primeira vez em décadas que a geração baseada em combustíveis fósseis diminuiu quando a geração geral de eletricidade aumentou (Kåberger, 2019).

O progresso na aceleração da transição é visto nas rápidas reduções de custo da energia solar fotovoltaica e eólica (inclusive offshore), como nas principais tecnologias capacitadoras, como baterias e veículos elétricos, que estão sofrendo rápidas reduções de custos, bem como o H2V que é visto como um potencial divisor de águas. No entanto, as energias renováveis estão crescendo muito lentamente nos principais setores consumidores de energia, como edifícios e indústria. A implantação nessas áreas continua bem abaixo dos níveis necessários para criar um sistema energético seguro para o clima (IEA, 2021).

A participação das energias renováveis modernas no consumo final global de energia aumentou apenas ligeiramente desde 2010, permanecendo em torno de um patamar de cerca de 10%. No Cenário de Energia Planejada, a participação das energias renováveis modernas no fornecimento final de energia aumentaria para 17% até 2030 e 25% até 2050. No Cenário de Energia Transformadora, essa participação aumentaria para 28% até 2030 e 66% até 2050. Portanto, essa participação precisaria aumentar seis vezes em comparação com a atual e duas vezes e meia em comparação com o Cenário de Energia Planejada (IRENA, 2020).

A transição energética global tem impulsionado a busca por fontes renováveis de energia como solução para a descarbonização do setor energético e industrial. O H2V, produzido por eletrólise da água utilizando eletricidade de fontes renováveis, surge como um vetor energético promissor para armazenar e distribuir energia de maneira eficiente e sustentável. Entre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica se destaca por sua abundância e competitividade econômica, tornando-se uma aliada fundamental na viabilização da produção de H2V (IRENA, 2020).

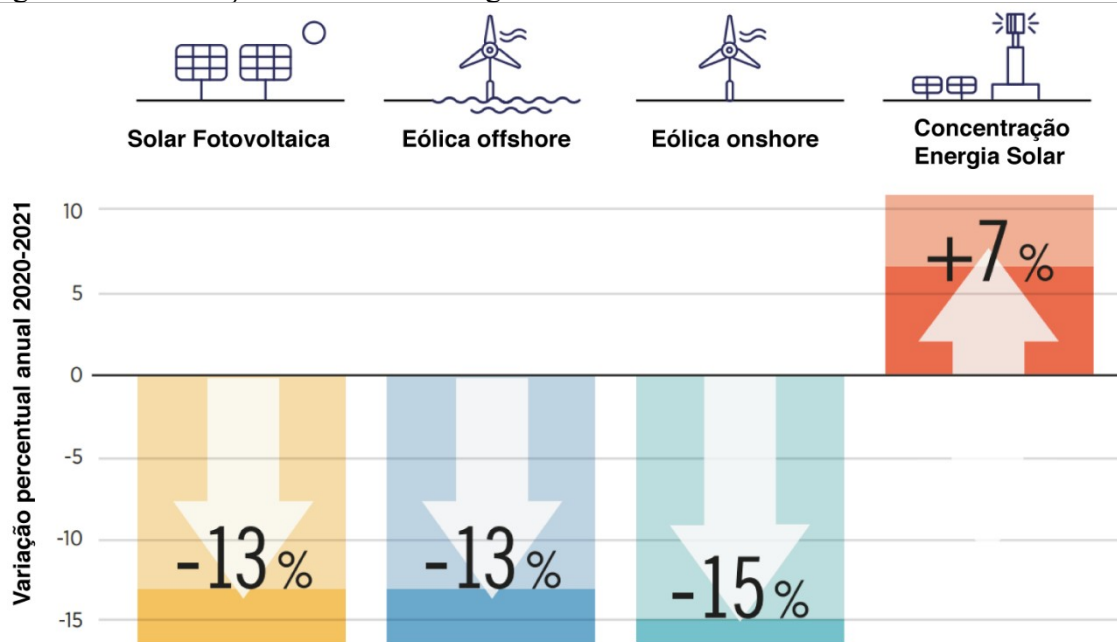
A eletrólise alimentada por energia solar pode ser uma solução estratégica para regiões com alto potencial de radiação solar, reduzindo custos operacionais e tornando o H2V competitivo frente a outras formas de produção. Além disso, o avanço das tecnologias

fotovoltaicas tem impulsionado a redução dos custos da eletricidade, beneficiando diretamente a viabilidade econômica do H2V (IRENA, 2020).

O custo de produção do H2V pode diminuir significativamente à medida que o preço da eletricidade solar continue caindo e a eficiência dos eletrolisadores aumente. Atualmente, a integração da energia solar com a eletrólise permite que o hidrogênio seja produzido durante o dia, com opções de armazenamento para suprir a demanda noturna ou períodos de baixa geração solar (Agência Internacional de Energia, 2023).

Outro fator relevante é a sinergia entre os projetos de H2V e os sistemas fotovoltaicos de grande escala, como os parques solares híbridos. Em países com alta incidência solar, como Brasil, Austrália e Emirados Árabes Unidos, a implementação desses sistemas já está em andamento, demonstrando a viabilidade técnica e econômica da eletrólise baseada em energia solar (IRENA, 2023). A Figura 9 mostra a queda do preço da energia em sistemas de energia renovável, principalmente em sistemas fotovoltaicos:

Figura 9 - Diminuição do valor da energia entre os anos de 2020-2021



Fonte: Adaptado de IRENA (2023).

Desde 2010, houve uma mudança considerável na competitividade das opções de geração de energia renovável. O *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) que se trata do custo nivelado médio ponderado global de eletricidade, indica que os projetos solares fotovoltaicos em escala de serviços públicos recém-comissionados caiu 88% no período de 12 anos, de 2010 a 2021. Enquanto isso, o LCOE da energia eólica em terra, da energia solar concentrada e da

energia eólica em alto-mar caiu 68%, 67% e 60%, respectivamente. Em 2021, o LCOE da energia solar fotovoltaica em escala de serviços públicos caiu 13% em relação ao ano anterior, enquanto os da energia eólica em terra e da energia eólica em alto-mar caíram 15% e 13%, respectivamente (IRENA, 2023).

A expansão da infraestrutura de geração solar aliada à produção de H₂V também é estratégica para setores que demandam energia limpa em larga escala, como a indústria siderúrgica e a mobilidade sustentável. O desenvolvimento de políticas públicas e incentivos financeiros pode acelerar essa transição, garantindo que a eletrólise alimentada por energia solar se torne uma alternativa competitiva para substituir combustíveis fósseis (IRENA, 2020).

Com o avanço da tecnologia e o apoio governamental, espera-se que a participação da energia solar na produção de H₂V cresça exponencialmente nos próximos anos. Esse cenário reforça a importância da energia solar como um dos principais impulsionadores da economia do hidrogênio, contribuindo significativamente para a descarbonização global e a mitigação das mudanças climáticas (IRENA, 2020).

3 CONDIÇÕES PARA O HIDROGÊNIO SER VERDE

A exportação de H₂V do Brasil para a União Europeia (UE) tem se destacado como uma estratégia promissora na transição energética global. O H₂V, também conhecido como hidrogênio renovável, é produzido por meio da eletrólise da água utilizando fontes de energia renováveis, como solar e eólica, resultando em emissões mínimas de carbono. A UE, visando reduzir sua dependência de combustíveis fósseis e alcançar metas climáticas ambiciosas, planeja importar 10 milhões de toneladas de hidrogênio renovável anualmente até 2030 (UE, 2023). Nesse contexto, o Brasil, com sua matriz energética predominantemente renovável, surge como um fornecedor estratégico para atender a essa demanda.

Nesse sentido, visando a exportação para a UE, é necessário alguns requisitos e certificações para que haja esse processo. Assim, primeiramente, a integração temporal entre a produção de hidrogênio e a geração de energia renovável é um aspecto fundamental para que tenha alguns dos requisitos atendidos. Dessa forma, A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em um contexto brasileiro, permite que a análise do balanço energético seja realizada em bases mensais ou trimestrais, oferecendo flexibilidade aos produtores (CCEE, 2022).

No entanto, as diretrizes europeias, especialmente as estabelecidas nas Diretivas de Energias Renováveis (RED II e RED III), tendem a exigir uma correlação temporal mais rigorosa, preferencialmente em bases horárias, para assegurar que a produção de hidrogênio esteja diretamente vinculada à geração de energia renovável no mesmo período (UE, 2023). Essa discrepância pode representar um desafio para os produtores brasileiros, que precisam alinhar seus processos às exigências do mercado europeu.

A harmonização dos critérios de certificação entre o Brasil e a UE é essencial para viabilizar a exportação de H₂V. Enquanto o Brasil considera "baixo carbono" o hidrogênio que emite até 7 kg de CO₂ por kg de H₂ produzido (Brasil, 2024), a UE adota critérios mais restritivos para classificar o hidrogênio como renovável, cujo o hidrogênio renovável deve emitir no máximo 3,38 toneladas de CO₂ equivalente por tonelada de hidrogênio produzido, o que corresponde a 94 g CO₂-eq/MJ de energia contida no hidrogênio (RED III, 2023). Com isso, os produtores brasileiros devem ajustar seus processos para atender aos padrões europeus, garantindo a competitividade do hidrogênio nacional no mercado internacional.

Sob essa óptica, a exportação de H₂V do Brasil para a UE apresenta-se como uma oportunidade estratégica para ambos os mercados. Para que essa parceria seja bem-sucedida, é imprescindível que os produtores brasileiros atendam aos critérios de certificação europeus,

assegurando a origem renovável do hidrogênio e alinhando os processos de produção às exigências internacionais. A atuação da CCEE na emissão de certificados e a implementação de projetos de infraestrutura logística são passos fundamentais para consolidar o Brasil como fornecedor de H2V para o mercado europeu.

3.1 Requisitos necessários de acordo com a UE

A crescente necessidade de transição para fontes de energia sustentáveis tem levado a UE a estabelecer políticas rigorosas para a produção e o uso do H2V. Considerado uma peça-chave na descarbonização de setores industriais e de transporte, o H2V deve atender a critérios específicos para ser reconhecido como tal.

Essas diretrizes estão formalizadas principalmente na RED II e RED III e em regulamentos complementares, como o Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBOs) que se trata do Regulamento Delegado sobre Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica. A adoção dessas normas tem como objetivo garantir que a produção de hidrogênio contribua efetivamente para a redução das emissões de carbono e para o desenvolvimento sustentável do setor energético (UE, 2024).

Para que o hidrogênio seja classificado como verde na UE, sua produção deve obedecer a uma série de requisitos técnicos e ambientais. O primeiro critério fundamental é a origem da eletricidade utilizada na eletrólise da água, que precisa ser gerada exclusivamente a partir de fontes renováveis, como solar, eólica ou hidrelétrica. Essa exigência busca evitar que o hidrogênio seja produzido a partir de eletricidade oriunda de fontes fósseis, garantindo que sua pegada de carbono seja minimizada ao longo de todo o processo produtivo (UE, 2024).

Somado a isso, tem-se o princípio da temporalidade, que no contexto da UE e das diretrizes RED II e RED III, refere-se à necessidade de garantir que a eletricidade utilizada na produção de H2V, que para a UE se trata do hidrogênio renovável, porém são sinônimos, seja gerada por fontes renováveis dentro de um período de tempo específico. Esse princípio foi introduzido para evitar que produtores de hidrogênio reivindiquem o uso de energia renovável de forma desassociada da sua geração real, assegurando que o hidrogênio produzido seja verdadeiramente sustentável (EU, 2023).

Para que o hidrogênio seja certificado como renovável sob as regras da RED III, ele deve cumprir os seguintes critérios relacionados à temporalidade:

- a) Correlação Mensal (até 2030) – Até 31 de dezembro de 2029, os produtores podem comprovar que a eletricidade renovável usada na eletrólise foi gerada no mesmo mês em que foi consumida. Isso permite maior flexibilidade na certificação.
- b) Correlação Horária (a partir de 2030) – A partir de 1º de janeiro de 2030, a UE exigirá que a eletricidade renovável seja gerada e consumida na produção de hidrogênio dentro da mesma hora. Isso garante que o hidrogênio produzido seja estritamente vinculado a períodos de alta geração renovável, reduzindo o risco de uso indireto de eletricidade de fontes fósseis.

Outro critério técnico essencial é a correlação temporal, que exige que a eletricidade renovável utilizada no processo seja gerada no mesmo período em que ocorre a eletrólise. Esse aspecto visa garantir que a eletrólise não utilize eletricidade proveniente da rede em horários de baixa geração renovável, o que comprometeria seu caráter sustentável. Complementarmente, há a exigência de correlação geográfica, a qual determina que a eletricidade e a unidade produtora de hidrogênio estejam localizadas dentro da mesma região. Esse requisito minimiza as perdas de transmissão e assegura que a produção ocorra de maneira eficiente e sem impactos negativos significativos na rede elétrica (UE, 2024).

Além disso, a UE adota o princípio da adicionalidade, que estabelece que a eletricidade empregada na produção de hidrogênio deve ser proveniente de novas instalações renováveis. Esse requisito impede que a eletrólise concorra com a eletricidade renovável já existente no sistema elétrico, assegurando que a expansão da produção de H₂V seja acompanhada pelo crescimento da capacidade de geração renovável (UE, 2024). Dessa forma, evita-se um efeito adverso em que a eletrólise possa indiretamente aumentar a demanda por eletricidade de fontes fósseis em momentos de escassez de renováveis.

Além dos requisitos relacionados à origem da energia, a UE estipula um critério fundamental de redução de emissões de gases de efeito estufa. Para ser considerado sustentável, o hidrogênio produzido deve proporcionar uma redução mínima de 70% das emissões de CO₂ em comparação com o hidrogênio fóssil. Essa exigência visa garantir que a substituição do hidrogênio convencional pelo hidrogênio renovável resulte em ganhos ambientais reais e contribua para o cumprimento das metas climáticas dos países europeus há longo prazo (UE, 2024).

Para acelerar a adoção do H2V, a UE definiu metas ambiciosas. Até 2030, pelo menos 42% do hidrogênio consumido na indústria deverá ser renovável. No setor de transportes, o objetivo é aumentar gradativamente a participação do H2V, especialmente em aplicações como transporte de carga e mobilidade marítima, onde a eletrificação direta é mais difícil (UE, 2024).

No entanto, a implementação dessas diretrizes enfrenta desafios significativos. Um relatório recente do Tribunal de Contas Europeu (TCE) aponta que as metas estabelecidas podem ser excessivamente ambiciosas e difíceis de serem atingidas no prazo previsto. Os principais obstáculos incluem altos custos de produção, necessidade de investimentos em infraestrutura e coordenação entre os países-membros para garantir que as regras sejam aplicadas de maneira uniforme (TCE, 2024).

Outro fator que pode dificultar a expansão do H2V é a disponibilidade limitada de eletricidade renovável. O crescimento acelerado da demanda pode pressionar o setor elétrico, exigindo investimentos substanciais em novas usinas solares e eólicas, bem como em sistemas de armazenamento de energia para garantir estabilidade no suprimento (TCE, 2024).

Além disso, o transporte e armazenamento do hidrogênio apresentam desafios técnicos e econômicos. Diferente dos combustíveis fósseis, o hidrogênio tem baixa densidade energética por volume e requer tecnologias específicas para compressão e liquefação, o que eleva os custos logísticos. Algumas alternativas estudadas incluem o transporte de hidrogênio na forma de amônia ou metanol, substâncias mais fáceis de armazenar e transportar, mas que exigem processos adicionais para conversão (TCE, 2024).

3.2 Certificações

Para que o H2V seja reconhecido e comercializado na UE, é necessário obter certificações que atestem sua conformidade com os critérios estabelecidos nas Diretivas de Energia Renovável, conhecidas como RED II e RED III. Essas certificações garantem que o hidrogênio foi produzido de maneira sustentável e atende aos padrões de redução de emissões de gases de efeito estufa exigidos pela UE.

Para que o hidrogênio produzido no Brasil seja reconhecido como verde pela UE, é imprescindível a certificação que ateste sua origem renovável. A CCEE desempenha um papel crucial nesse processo ao emitir certificados de hidrogênio de baixo carbono. Além disso, existem outras certificações que são oriundas da UE e que participam das certificações do hidrogênio renovável, são elas o CertifHy e TÜV Rheinland H2.2, que são esquemas de

certificação de H2V, garantindo que sua produção atenda a requisitos específicos de sustentabilidade, rastreabilidade e conformidade regulatória, especialmente para exportação para a UE.

3.2.1 Certificação de Hidrogênio do CCEE

Lançada em dezembro de 2022, essa certificação é destinada a produtores que utilizam eletrólise alimentada por fontes renováveis conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ou em sistemas off-grid (CCEE, 2022). O processo de certificação envolve a análise da documentação fornecida pelo produtor, garantindo que o hidrogênio seja produzido com energia de fontes renováveis e atenda aos critérios estabelecidos. A certificação é válida por um ano e pode ser renovada mediante nova avaliação.

A certificação de hidrogênio renovável tem como objetivo se adequar às regras do mercado que estão sendo estabelecidas e em busca de oferecer uma certificação que esteja em harmonização com o mercado global de hidrogênio, a constituição definitiva da certificação de hidrogênio desenvolvida pela CCEE será realizada por etapas e estará em constante aprimoramento (CCEE, 2022).

As etapas para elaboração dessa especificação para uma versão inicial da certificação de hidrogênio devem seguir as seguintes categorias (CCEE, 2022):

- Abrangência: se limita a certificar o gás hidrogênio como produto em unidade de kg;
- Produção: será certificado todo hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água, associado a energias renováveis;
- Modalidade associado a energias renováveis: será certificado o hidrogênio que esteja sendo produzido em planta de produção conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) com PPA (contrato de negociação de energia em longo prazo) e/ou autoprodução renovável ou produzido com conexão direta a uma planta de geração renovável (off-grid);
- Emissões: será contabilizada as emissões indiretas associadas ao consumo de energia elétrica para todo o hidrogênio produzido em unidade de kg $CO_2eq/kg H_2$;

- Correlação temporal: a quantificação da energia utilizada e o hidrogênio produzido, será avaliada em um balanço mensal ou trimestral;
- Entrega: será entregue ao produtor de hidrogênio um certificado em PDF, cuja informações devem constar a identidade do certificado, dados do produtor de hidrogênio, dados de consumo e produção e dados do hidrogênio certificado.

Nos ANEXOS A e B tem-se as etapas para a certificação e um exemplo da certificação de H2V, respectivamente.

3.2.2 CertifHy

O CertifHy, pioneira na certificação de hidrogênio e combustíveis eletrônicos, anunciou reconhecimento oficial pela Comissão Europeia para emitir a certificação de Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica (RFNBO). Esse reconhecimento representa um marco importante para a CertifHy e um avanço fundamental para a economia global de hidrogênio limpo. Ele estabelece critérios claros para a produção de H2V, garantindo que seja derivado de fontes renováveis e atenda aos padrões de redução de emissões de gases de efeito estufa estabelecidos pela UE. Além disso, o CertifHy utiliza um sistema de Garantias de Origem para assegurar a rastreabilidade do hidrogênio desde a produção até o consumo final (CertifHy, 2025).

O CertifHy agora está legalmente e operacionalmente equipado para fornecer a certificação RFNBO que segue os regulamentos da UE. O reconhecimento segue a recente revisão da Diretiva de Energia Renovável (UE) 2018/2001, com a alteração da Diretiva (UE) 2023/2413 entrando em vigor em 20 de novembro de 2023. Os Estados-Membros tiveram um período de 18 meses para transpor a maioria das disposições da diretiva para a legislação nacional, estabelecendo o prazo em torno de maio de 2025.

Nesse contexto, o sistema de certificação CertifHy EU RFNBO é crucial para promover o uso de combustíveis renováveis derivados de fontes não biológicas, em particular hidrogênio e seus derivados. Como a RED II estabelece metas ambiciosas para a produção de hidrogênio renovável e a utilização de RFNBOs nos setores de transporte e industrial até 2030, serve como evidência para se qualificar para incentivos introduzidos pelos Estados-Membros da UE visando atingir metas de descarbonização no setor de transporte. Isso garante lucratividade para as partes interessadas em toda a cadeia de valor (CertifHy, 2025).

Essa certificação serve como prova para se qualificar para os incentivos introduzidos pelos Estados-Membros da UE com o objetivo de atingir as metas de descarbonização no setor de transportes. Isso garante a lucratividade para as partes interessadas em toda a cadeia de valor. Nesse sentido, a certificação verifica se o hidrogênio e os combustíveis eletrônicos produzidos a partir de fontes não biológicas atendem aos critérios estabelecidos na RED II, especificamente em fatores como emissões de gases de efeito estufa e sustentabilidade para garantir que se tenha um alto padrão de responsabilidade ambiental e prestação de contas (CertifHy, 2025).

O processo de certificação acontece através de 3 etapas:

- 1) Pré-Certificação: funciona como um ensaio para o processo completo de certificação, garantindo que as instalações estejam preparadas para a auditoria inicial no início da produção comercial. Durante a pré-certificação, os possíveis obstáculos são identificados e resolvidos por meio de um exercício de ensaio de certificação, facilitando o caminho para uma certificação bem-sucedida (CertifHy, 2025).
- 2) Certificação Inicial: é o primeiro certificado emitido sob o Esquema CertifHy EU RFNBO e aplica-se apenas ao primeiro ano. Para iniciar o processo de certificação, os Operadores Econômicos devem se registrar e assinar um contrato com o CertifHy. Em seguida, os Operadores Econômicos escolhem entre uma lista de Organismos de Certificação aprovados pelo CertifHy. Quando essas duas partes firmam um acordo, o auditor recebe sinal verde para iniciar a auditoria inicial. Se a auditoria for bem-sucedida, o Operador Econômico é aprovado para produzir produtos em conformidade com o RFNBO por até 12 meses, dependendo do risco avaliado da fábrica. No entanto, se a auditoria não for bem-sucedida, o Operador Econômico deverá refazer o processo de auditoria. Todos os certificados emitidos pelo CertifHy são publicados em nosso Banco de Dados de Certificados on-line, criando transparência para consumidores e produtores (CertifHy, 2025).
- 3) Recertificação: Após esse primeiro período de 12 meses, o certificado inicial não é mais válido e os Operadores Econômicos devem passar por uma recertificação, que serve para atualizar o certificado inicial e outros certificados

existentes. Se a auditoria anual for bem-sucedida, o Operador Econômico é aprovado para produzir produtos em conformidade com o RFNBO por mais 12 meses. Se não for bem-sucedida, o Operador Econômico não poderá reivindicar produtos em conformidade com o RFNBO e corre o risco de perder sua certificação no âmbito da certificação do esquema CertifHy RFNBO da UE. Embora as auditorias de certificação inicial sempre ocorram no local, as auditorias de recertificação podem ocorrer no local ou fora dele, dependendo do risco avaliado do sistema. As auditorias de recertificação também levam em consideração todos os produtos emitidos no período anterior de 12 meses. Os usuários devem observar que todos os certificados, as renovações iniciais e anuais, emitidos pelo CertifHy EU RFNBO Scheme se aplicam a plantas específicas, e não a quantidades produzidas (CertifHy, 2025).

No ANEXO C mostra o documento base para se adequar as certificações do da CertifHy junto à UE.

3.2.3 TÜV Rheinland Standard H2.21

A TÜV Rheinland oferece um esquema de certificação que avalia a produção de hidrogênio com base em eletricidade proveniente de fontes renováveis. O objetivo é garantir que o hidrogênio produzido contribua para uma redução significativa nas emissões de carbono, alinhando-se aos critérios estabelecidos pelas diretivas europeias (TUV Rheinland, 2025).

A demanda por H2V na indústria está aumentando em todo o mundo. Na TÜV Rheinland, é apoiado ativamente o desenvolvimento do hidrogênio como um transportador de energia do futuro. Nesse sentido, eles oferecem à indústria, aos participantes do mercado e às partes interessadas uma nova especificação orientada para a prática para a certificação do H2V: a Norma TÜV Rheinland H2.21 Renewable and Low-Carbon Hydrogen Fuels. Ela permite que, fabricante, distribuidor ou usuário de hidrogênio renovável e de baixo carbono, documente sua produção ambientalmente correta, fortalecendo assim a confiança de seus clientes em suas ações e garantindo uma vantagem sobre seus concorrentes (TUV Rheinland, 2025).

De acordo com o desenvolvimento regulatório atual na UE, esta Norma H2.21 da TÜV Rheinland define um limite de redução de emissão de gases de efeito estufa de 70% do Valor Comparador (94 g CO₂-eq/MJ) e diferencia duas classificações principais de hidrogênio:

- 1) O hidrogênio renovável trata do hidrogênio produzido pela eletrólise da água ou de soluções aquosas (por exemplo, eletrólise de cloro e álcalis) com o uso de eletricidade de fontes renováveis não biológicas. A meta de redução deve ser de pelo menos 70% do Valor de Comparação (94 g CO₂-eq/MJ), conforme especificado na RED II (TUV Rheinland, 2025).
- 2) O hidrogênio de baixo carbono aborda todas as rotas de produção de hidrogênio e, portanto, permite que todas as tecnologias e processos sejam submetidos à certificação. A meta de redução deve ser de pelo menos 70% do Valor de Comparação (94 g CO₂-eq/MJ) (TUV Rheinland, 2025).

Além disso, ao atender a outros critérios específicos, os seguintes critérios adicionais opcionais podem ser certificados como: H2V, RFNBO, Hidrogênio azul, Hidrogênio turquesa, Hidrogênio rosa, Hidrogênio neutro em carbono. A norma também é aplicável a derivados de hidrogênio, como amônia, metano e metanol, ou seja, derivados de hidrogênio. O ANEXO D e E mostra a documentação e informações adicionais, bem como passo a passo para realizar a certificação (TUV Rheinland, 2025).

3.3 Medidores inteligentes e Garantia de Origem

Atualmente, os medidores inteligentes convencionais não fornecem diretamente informações sobre a porcentagem de energia renovável consumida da rede elétrica. Eles são projetados principalmente para monitorar o consumo total de energia em tempo real, sem distinguir a origem da eletricidade. Para obter dados sobre a fração de energia renovável utilizada, é necessário integrar sistemas adicionais de monitoramento e certificação que trabalham em conjunto com os medidores inteligentes.

A crescente demanda por transparência no consumo de energia renovável impulsionou o desenvolvimento de ferramentas e certificações que permitem mensurar a parcela renovável do grid elétrico. Essa necessidade é impulsionada por compromissos ambientais, regulatórios e pelo mercado de créditos de carbono, que exigem dados precisos sobre a origem da eletricidade consumida (IRENA, 2023).

Os Certificados de Energia Renovável (RECs, I-REC e Garantias de Origem) são instrumentos fundamentais para rastrear a eletricidade renovável. Esses certificados garantem que uma determinada quantidade de energia foi gerada a partir de fontes renováveis e injetada na rede elétrica, permitindo que consumidores compensem seu consumo de eletricidade de

origem fóssil ao adquirir RECs equivalentes (European Commission, 2023). O I-REC (International Renewable Energy Certificate) é amplamente utilizado fora da Europa e segue padrões reconhecidos internacionalmente, enquanto as Garantias de Origem (GO) são o principal mecanismo na UE (Association Of Issuing Bodies – AIB, 2023).

Os Sistemas de Gestão de Energia (Energy Management Systems – EMS) desempenham um papel crucial no monitoramento da energia renovável consumida. Esses sistemas analisam, otimizam e reportam o consumo energético em tempo real, permitindo que empresas e residências tenham maior controle sobre a origem de sua eletricidade. O Siemens SICAM GridEdge, por exemplo, possibilita a medição da fração renovável da energia utilizada, facilitando a integração de fontes limpas e otimizando a eficiência da rede elétrica (Siemens, 2023).

Os medidores inteligentes avançados oferecem uma solução essencial para acompanhar a origem da energia em tempo real. Eles registram dados detalhados de consumo e podem ser integrados a redes que identificam a parcela renovável da eletricidade recebida. O Schneider Electric Power Monitoring Expert é uma dessas soluções, fornecendo informações sobre o mix energético e permitindo que consumidores priorizem o uso de eletricidade proveniente de fontes renováveis (Schneider Electric, 2023).

Plataformas como o ECOPlay Green Monitoring facilitam a visualização da fração renovável do consumo energético. Essas ferramentas utilizam inteligência artificial para processar dados de geração e consumo de energia, permitindo que usuários empresariais e domésticos acompanhem a quantidade exata de eletricidade renovável utilizada ao longo do tempo. Outra iniciativa de destaque é o EnergyTag, que permite certificação horária da energia renovável consumida, garantindo maior transparência e credibilidade no mercado de energia verde (Energytag, 2023).

Com a adoção dessas ferramentas e certificações, governos, empresas e consumidores podem monitorar e garantir o uso de energia limpa, promovendo a descarbonização da matriz elétrica e cumprindo metas ambientais globais.

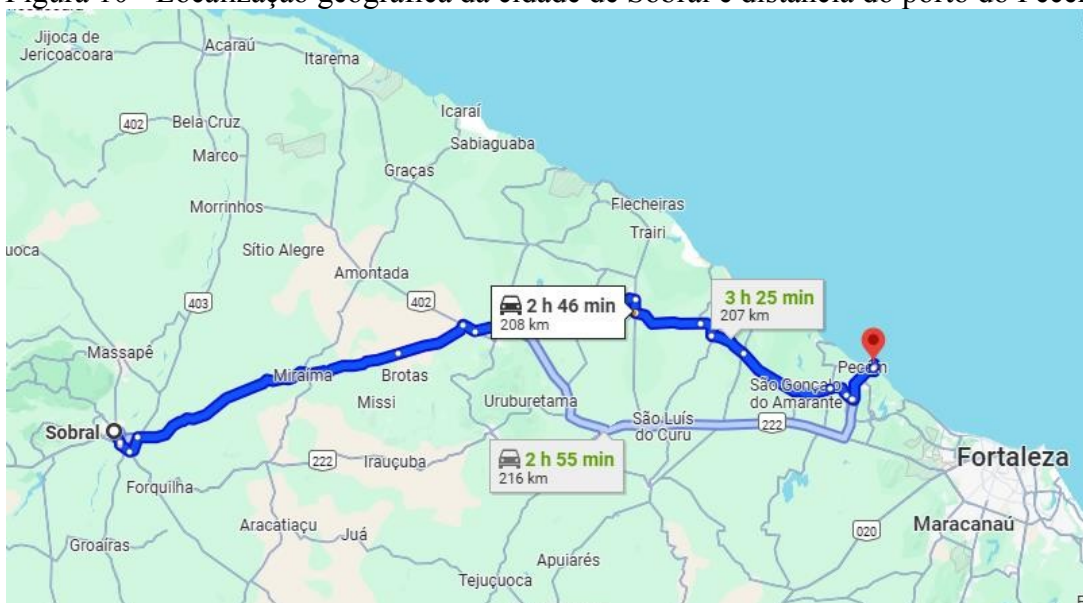
4 METODOLOGIA

O objetivo da pesquisa é realizar um sistema de produção de H2V para exportação para o principal polo de desenvolvimento dessa tecnologia energética, que é o porto do Pecém no estado do Ceará. Nesse projeto, foi considerado um pequeno sistema de H2V, onde as fontes de energia são um SFPV, cuja é uma fonte renovável, bem como a conexão com a concessionária de energia (Grid), para ela operar em períodos de intermitência e evitar variação de carga.

4.1 Local da pesquisa

O sistema de hidrogênio com adição do SFPV e o Grid, serão implantados na cidade de Sobral, no norte do estado do Ceará, há cerca de 240km da capital Fortaleza, Brasil. Além disso, esse hidrogênio será exportando para porto do Pecém, há cerca de 210km da cidade onde será produzida, Sobral. O Ceará, segundo a SEMACE (Secretária do Meio Ambiente e Mudança de Clima, 2024), destaca-se como um dos principais estados brasileiros na produção de energias renováveis, especialmente nas fontes eólica e solar. De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o estado possui 100 parques eólicos em operação, gerando uma capacidade instalada de 2.577 MW. A Figura 10 mostra a localização geográfica da cidade de Sobral-CE e a distância do local de exportação:

Figura 10 - Localização geográfica da cidade de Sobral e distância do porto do Pecém



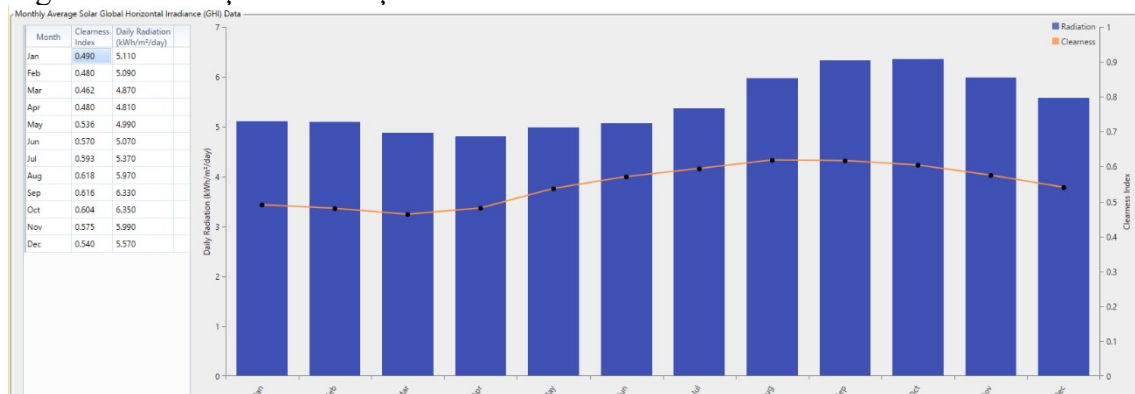
Fonte: Google Maps (2025).

4.2 Recurso solar em Sobral-CE

A cidade selecionada tem irradiação abundante durante todo ano, favorecendo a operação do SFPV. Segundo a NASA POWER database (*Prediction of WorldWide Energy Resource*), presente no software Homer PRO (aplicativo de auxílio para a pesquisa), em uma avaliação de 22 anos, a cidade de Sobral tem irradiação solar média diária de 5,46 Kwh/m²/dia, tendo seus mínimos e máximos em abril e outubro, respectivamente. Em relação ao índice de clareza, que indica a fração da radiação solar global que chega à superfície terrestre em relação à radiação extraterrestre, tem um valor máximo do mês de agosto de 0,618, determinando ainda mais sua adequação para a geração de energia.

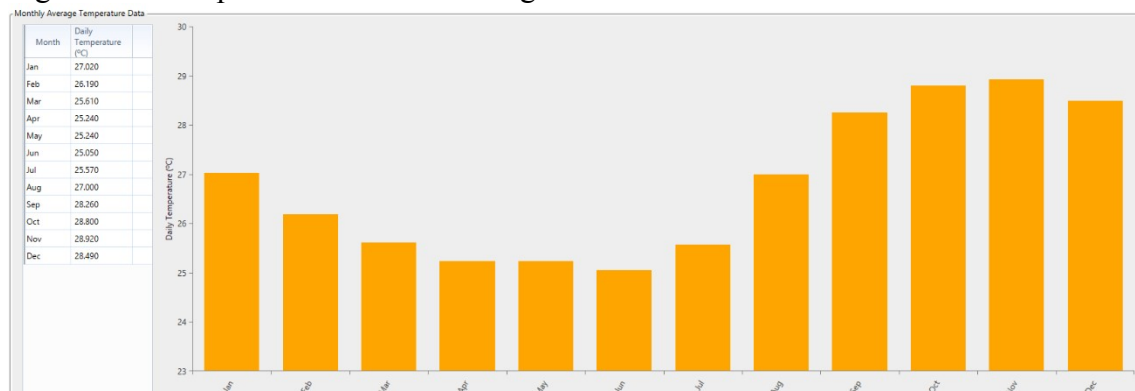
Nesse viés, esse local tem uma temperatura anual moderada de 26,78 °C, onde seus valores de máxima e mínima temperatura ambiente são nos meses de novembro e abril, respectivamente. A Figura 11 e a Figura 12 mostram os dados extraídos diretamente do HOMER Pro, onde está vinculado ao NASA POWER:

Figura 11- Variação da radiação solar e o índice de clareza.



Fonte: NASA POWER e HOMER Pro (2025).

Figura 12 - Temperatura média diária registrada no local.



Fonte:

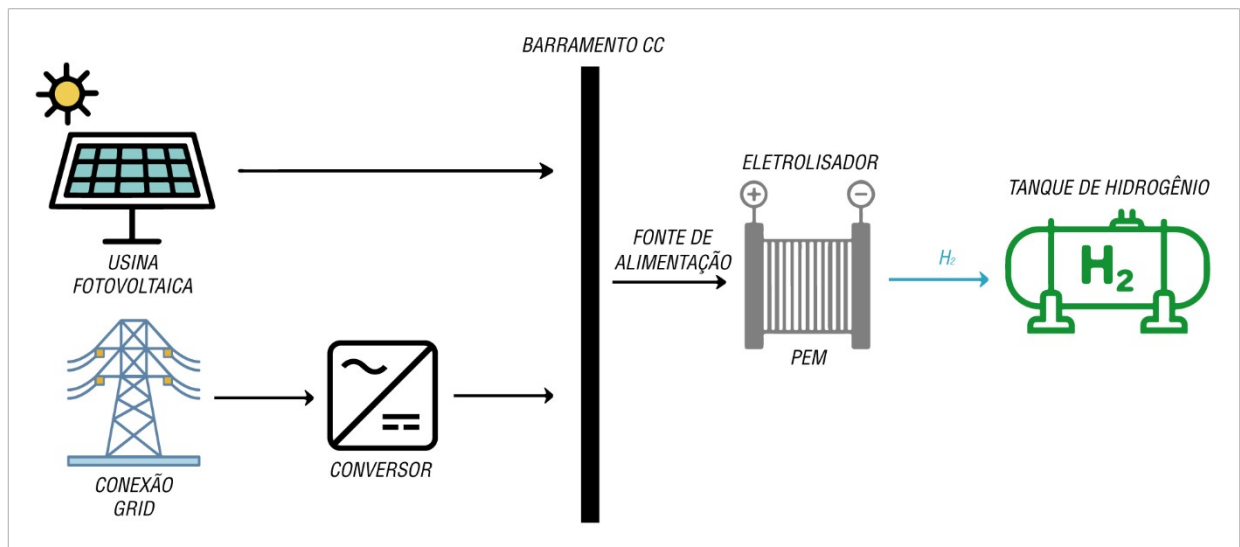
NASA POWER e HOMER Pro (2025).

4.3 Descrição do sistema

O sistema proposto tem o objetivo de produzir H₂V e armazenar em um tanque por meio da integração de uma energia solar fotovoltaica e um grid, cujas fornecem energia elétrica de corrente contínua, para alimentar o eletrolisador. O SFPV, pelo fato de sua intermitência em horários que não há radiação solar, é limitado e precisa da adoção de um sistema que atue nesses momentos, que será a rede da concessionária de energia do Ceará, a (ENEL). O uso dessas fontes de energia são essenciais, onde mostra a facilidade na sua adoção, bem como proporciona um fornecimento confiável e suficiente fornecimento de eletricidade.

O sistema é composto basicamente em uma usina de fotovoltaica, baterias, grid, conversor, eletrolisador e tanque de hidrogênio. Como há uma demanda para uma carga de hidrogênio, o sistema deve atender o eletrolisador como uma carga e a carga de hidrogênio proposta pelo o projeto, onde essa carga de hidrogênio não será utilizada instantaneamente, cuja ficará armazenada no tanque. Além disso, foi escolhido um eletrolisador PEM por causa da sua facilidade de uso, simplicidade e pela sua eficiência. Na Figura 13, há um esquemático sistema desenvolvido:

Figura 13 - Esquemático do sistema de H₂V



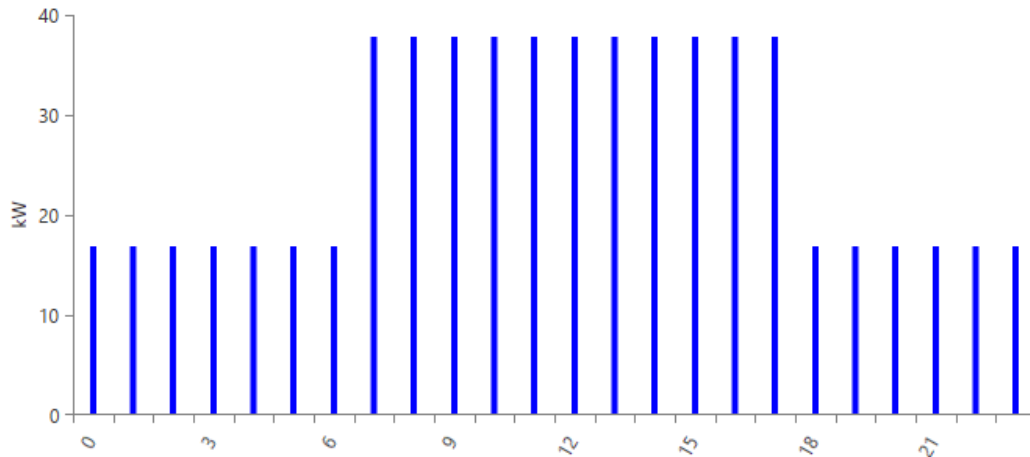
Fonte: Autor (2025).

4.3.1 Característica da carga

A carga neste estudo é a demanda de um eletrolisador, responsável pela produção do H₂V na cidade de Sobral-CE. Foi proposto que o SFPV atendesse toda a demanda da carga

em seu período de atuação e que durante momentos de intermitência, como à noite e em dias nublados, o grid atuasse para suprir o eletrolisador em até 80% de seu valor nominal. O eletrolisador tem uma demanda média horária de 21kW e um consumo médio diário de, aproximadamente, 510kWh, bem como um consumo anual de, aproximadamente, de 367.200kWh. A Figura 14 mostra o perfil de carga do eletrolisador:

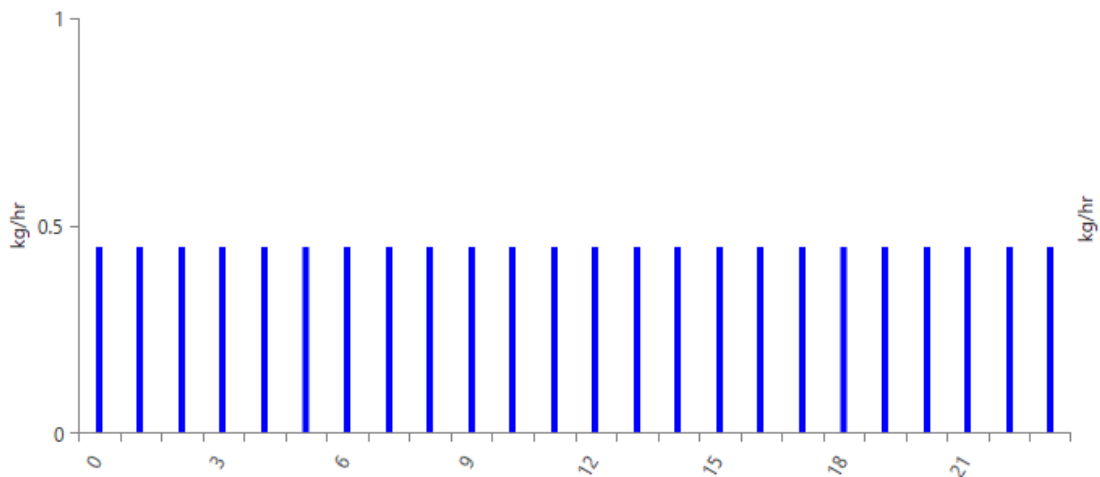
Figura 14 – Variação diária do eletrolisador.



Fonte: HOMER Pro (2025).

Depois de atender a carga do eletrolisador, o objetivo principal é fornecer H₂V para o tanque, e assim, colocá-lo para a exportação. Como a ideia é realizar um sistema em pequena escala, então foi proposto atender 10,8 kg de hidrogênio por dia, fornecendo regularmente 0,45 kg por hora. Como resultado, usando fontes de energia renovável no local, isso gerará 3888 kg de H₂V anualmente. A Figura 15 mostra o perfil de carga a ser atendida pelo sistema:

Figura 15 - Variação diária da Produção de hidrogênio.



Fonte: HOMER Pro (2025).

Em relação a conexão do sistema à rede da concessionária local, foi necessária sua adição para evitar a variação de carga (Zhou J, et al.,2021) e diminuir os custos de instalação de novos sistemas de energia renovável, uma vez que a matriz energética brasileira é formada por cerca de 49,1% de fontes renováveis, mais renovável que a média mundial, que é cerca de 14% (BEN, 2024).

Foi utilizado para o grid um valor de demanda de 20kW para atender os picos de carga do eletrolisador, para que em momentos de intermitência, ele possa atender cerca de 80% da carga, e assim, evitando variações consideráveis de potência e mantendo a produção de H2V aproximadamente linear ao longo dos dias (Barhoumi, 2023).

4.3.2 Exportação para o porto do Pecém

A crescente demanda global por fontes de energia limpa tem impulsionado o desenvolvimento de novas estratégias para a produção e exportação de H2V. No Brasil, o estado do Ceará se destaca como uma região estratégica para esse mercado, especialmente devido ao potencial de geração de energia renovável e à infraestrutura portuária do Porto do Pecém, que se posiciona como um dos principais hubs de H2V do país (Silva et al., 2023).

Neste contexto, este trabalho propõe um modelo de exportação de H2V produzido em Sobral, utilizando veículos elétricos para o transporte até o Porto do Pecém. Essa abordagem visa alinhar-se às diretrizes estabelecidas pelas Diretivas Europeias RED II e RED III, que regulamentam o uso de energias renováveis no setor de transportes e impõem critérios rigorosos para garantir a redução de emissões de gases de efeito estufa (EC, 2023).

O uso de veículos elétricos nesse processo tem um papel crucial na mitigação dos impactos ambientais associados ao transporte do hidrogênio. Tradicionalmente, a logística desse insumo envolve o uso de caminhões movidos a combustíveis fósseis, que contribuem significativamente para a emissão de CO₂ e outros poluentes. Ao optar por uma frota elétrica, busca-se não apenas atender às exigências internacionais de sustentabilidade, mas também reduzir a pegada de carbono associada à cadeia produtiva do H2V (Oliveira; Souza, 2022).

Além dos benefícios ambientais, a utilização de veículos elétricos para o transporte do H2V pode trazer vantagens econômicas e operacionais. Com a crescente eletrificação do setor de transportes e a ampliação da infraestrutura de recarga, essa alternativa se torna cada vez mais viável e competitiva. Dessa forma, o modelo proposto neste estudo pode servir como referência para futuras iniciativas de exportação de H2V, promovendo a integração entre a produção sustentável e a logística de baixo impacto ambiental (Miranda et al., 2021).

Este estudo, portanto, busca avaliar a viabilidade desse modelo, considerando fatores como autonomia dos veículos elétricos, infraestrutura disponível para abastecimento, custos operacionais e impactos ambientais ao longo do trajeto. A proposta está alinhada com os objetivos globais de descarbonização e com o compromisso do Brasil de se consolidar como um dos principais exportadores de H2V no cenário internacional (Brasil, 2023).

4.3.2.1 Custos da viagem

Nesse sentido, primeiramente é necessário a aquisição de um veículo para realizar as viagens mensais. Assim, o modelo de caminhão elétrico de 16 toneladas, que é adequado para o transporte de cargas pesadas como hidrogênio, tem um preço médio de US\$ 150.000,00, como apontado pela IEA (2020).

Este valor é uma estimativa baseada em modelos de caminhões de longa distância, com baterias de grande capacidade (geralmente entre 200 kWh e 600 kWh), adequados para percorrer distâncias superiores a 200 km com uma única carga. Para cálculo mais realista, deve-se considerar que o caminhão não será adquirido a cada ano, mas seu custo de aquisição será distribuído ao longo dos 25 anos de operação. A depreciação média anual de um caminhão de grande porte é de cerca de 5% do valor inicial (EIA, 2020), ou seja, o valor total de R\$ 750.000,00 será amortizado ao longo de 25 anos.

O consumo de energia de um caminhão elétrico consome entre 1,8 e 2,0 kWh por quilômetro, sendo que esse valor pode variar dependendo de fatores como a carga transportada, a topografia da estrada e a velocidade média do veículo. Para uma viagem de 210 km, utilizaremos uma média de 2,0 kWh/km para um cálculo mais conservador, o que resulta em um consumo total de 420 kWh mensal por viagem. Assim, o consumo anual é de 5040kWh.

Com base nas tarifas médias de eletricidade, que em 2023 variam de R\$ 0,45 a R\$ 0,65 por kWh para consumidores industriais (ANEEL, 2023), o custo por kWh utilizado na recarga do caminhão será de R\$ 0,55 por kWh. Dessa maneira, o custo anual de eletricidade é de R\$2772,00 reais.

De acordo com a IRENA (2022), veículos elétricos possuem custos de manutenção bem mais baixos do que os veículos a combustão. Isso ocorre porque eles possuem menos peças móveis, como motores a combustão e sistemas de escape. A manutenção de veículos elétricos é centrada principalmente em componentes como sistemas de baterias, pneus e sistemas de suspensão.

Em comparação, o custo de manutenção de caminhões a diesel de grande porte gira em torno de R\$ 10.000,00 por ano, conforme estimado pela ANTP (2021). Logo, a manutenção anual de um caminhão elétrico pode ser estimada em cerca de R\$ 1.500,00, considerando que os veículos elétricos requerem muito menos manutenção em relação aos caminhões a diesel.

Estimativa de custo anual de manutenção: A manutenção anual de um caminhão elétrico é estimada em torno de 15% a 20% do custo de manutenção de um caminhão a diesel. Para caminhões a diesel de grande porte, o custo médio de manutenção anual gira em torno de R\$ 10.000,00 (ANTP, 2021). Logo, a manutenção de um caminhão elétrico pode ser de cerca de R\$ 1.500,00 por ano. Na Tabela 2, levando em conta o período de 25 anos, tem os valores de custo nesse período:

Tabela 2 – Custo da viagem para o porto do Pecém durante 25 anos

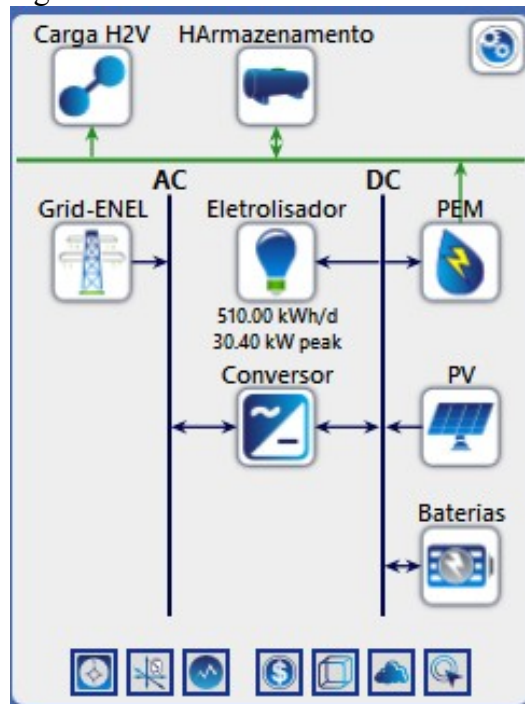
Componentes	Custo de Capital (R\$)	Total de custos ao longo de 25 anos (R\$)
Veículo	30000,00	750000,00
Eletricidade	2772,00	69300,00
Manutenção	6216,00	37500,00
TOTAL	38988,00	856800,00

Fonte: próprio autor, (2025).

4.4 Simulação no HOMER Pro

Neste estudo, o Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER) Pro, uma ferramenta de software especializada para simular e analisar sistemas de energias renováveis, foi usado para determinar e simular os tamanhos de componentes mais adequados para o sistema de armazenamento de energia de hidrogênio proposto. A configuração do sistema no HOMER Pro inclui uma carga elétrica CC (corrente contínua), SFPV, baterias, grid, eletrolisador, tanque de hidrogênio, conversor, conforme representado Figura 16.

Figura 16 - Sistema modelo no HOMER Pro



Fonte: HOMER Pro (2025).

O sistema foi simulado para atingir as capacidades ideais dos componentes e o custo mínimo de energia com base nos parâmetros de entrada predefinidos e nas premissas de custo inseridas no HOMER Pro, levando como referência com as utilizadas no trabalho de Arpino et al., (2024) conforme descrito na Tabela 3. Além disso, os tamanhos dos componentes de armazenamento foram otimizados simultaneamente pela ferramenta de otimização do HOMER Pro, considerando os dados anuais de produção de energia obtidos do SFPV e o grid.

Tabela 3 - Estimativa dos parâmetros dos componentes do sistema

Componentes	Custo de Capital (R\$/kWh)	Custo de Substituição (R\$/kWh)	O&M custos (R\$/kWh)	Tempo de vida	Eficiência
FPV	5221,00	5221,00	78,32	25 anos	-
Grid	0,39163	-	-	-	-
PEM	5957,00	5957,00	6,21	15 anos	80%
Tanque de Hidrogênio	600,00	600,00	30,00	25 anos	-
Baterias	900	900	0	15 anos	90%
Conversor	3035,25	3035,25	45,24	15 anos	95%

Fonte: autor (2025).

O tamanho do eletrolisador, que representa uma carga elétrica que usa eletricidade CC (corrente contínua), foi otimizado para obter uma conversão ideal da eletricidade renovável em hidrogênio. Da mesma forma, o tanque de hidrogênio foi dimensionado para acomodar o hidrogênio produzido diariamente. Para a avaliação econômica do sistema proposto, a moeda utilizada foi o real brasileiro (R\$) e foram considerados os seguintes fatores: vida útil do projeto de 25 anos, taxa de desconto de 8% e taxa de inflação de 2%.

Um detalhe importante que precisa ser dito é que o HOMER Pro não tem a opção de calcular um sistema de H2V apenas para o seu armazenamento, pois precisa de uma carga externa para que haja o dimensionamento dos componentes do sistema modelado. A solução adotada para solucionar esse contratempo foi representar a carga como sendo o eletrolisador e a carga de hidrogênio sendo os valores de produção convertido pelo eletrolisador, como mostrada da figura 13.

4.4.1 Componentes do sistema

a) Eletrolisador PEM

Os eletrolisadores são empregados para fornecer o hidrogênio necessário para reabastecer os tanques. A quantidade de hidrogênio produzido é determinada pela eficiência do eletrolisador (η_{EL}) e pela quantidade de eletricidade disponível. Dessa forma, a massa de hidrogênio gerado é dada por (Barhoumi, 2023):

$$M_{H_2} = \frac{\eta_{EL} \times (P_{EL} \times HV_{EE})}{HV_{H_2}} \quad (7)$$

onde M_{H_2} representa a taxa da massa de hidrogênio em kg/hr, η_{EL} é a eficiência do eletrolisador; P_{EL} é a energia consumida pelo eletrolisador em kW; HV_{EE} é o valor calorífico equivalente a um kWh de energia elétrica e HV_{H_2} é o valor calorífico do hidrogênio.

b) Fonte Fotovoltaica

O principal fornecimento de eletricidade para a sistema de produção de H2V é o SFPV. A energia elétrica do SFPV é expressa pela equação 7 (Ourya, 2023):

$$P_{PV} = \eta_p \times A_p \times G_t \times (1 - 0.005 \times (T_p - 25)) \quad (7)$$

onde P_{PV} é a energia de saída do sistema solar fotovoltaico; η_p representa a eficiência dos painéis empregados; A_p representa a área na qual os painéis irão cobrir para implantação do SFPV; G_t é a irradiação solar e T_p é definida como a temperatura de operação dos painéis.

c) Grid

Levando em conta a concessionária do estado do Ceará, ENEL, a conexão com sua rede será necessária para evitar variação de carga e diminuir a vida útil do eletrolisador (Zhou J, *et al.*,2021). Pela Figura 17, vê-se a disposição das taxas de cobrança em relação ao subgrupo na qual a carga se encaixa. Neste estudo, foi escolhido que a carga será modelada no subgrupo B3 (Demais Classes: Comercial, Serviços e Outras Atividades), pois se trata de um serviço desenvolvido em uma área que possa comportar o sistema inteiro (ENEL,2025). Os valores de conta de energia são somados com outras tarifas que são maleáveis de acordo com o mês, então pode haver variação do valor da tarifa no final.

Figura 17 – Taxas da Concessionária para um cliente B3

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA			
					TUSD		TE	TUSD		TE	
					R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh	
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.205,95	408,55	0,00	1.170,19	408,12	
				INT	0,00	771,69	260,58	0,00	750,10	257,28	
				FP	0,00	337,43	260,58	0,00	330,02	257,28	
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
				NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
				NA	0,00	381,78	268,46	0,00	372,08	265,45	
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	381,78	268,46	0,00	372,08	265,45	
				NA	0,00	381,78	268,46	0,00	372,08	265,45	
				NA	0,00	381,78	268,46	0,00	372,08	265,45	
	SCEE - BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.205,95	55,07	0,00	1.170,19	47,78	
				INT	0,00	771,69	55,07	0,00	750,10	47,78	
				FP	0,00	337,43	55,07	0,00	330,02	47,78	
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	449,29	55,07	0,00	438,22	47,78	
				NA	0,00	449,29	55,07	0,00	438,22	47,78	
NA				0,00	381,78	50,61	0,00	372,08	43,39		
SCEE - PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	381,78	50,61	0,00	372,08	43,39		
			NA	0,00	381,78	50,61	0,00	372,08	43,39		
			NA	0,00	381,78	50,61	0,00	372,08	43,39		
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.173,06	408,55	0,00	1.138,36	408,12	
				INT	0,00	751,95	260,58	0,00	731,01	257,28	
				FP	0,00	330,85	260,58	0,00	323,65	257,28	
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
				NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
				NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
	SCEE - BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.173,06	55,07	0,00	1.138,36	47,78	
				INT	0,00	751,95	55,07	0,00	731,01	47,78	
				FP	0,00	330,85	55,07	0,00	323,65	47,78	
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	449,29	55,07	0,00	438,22	47,78	
				NA	0,00	449,29	55,07	0,00	438,22	47,78	
				NA	0,00	449,29	55,07	0,00	438,22	47,78	
	B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.205,95	408,55	0,00	1.170,19	408,12
					INT	0,00	771,69	260,58	0,00	750,10	257,28
FP					0,00	337,43	260,58	0,00	330,02	257,28	
PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL		NA	NA	NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
				NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
				NA	0,00	449,29	272,91	0,00	438,22	269,85	
SCEE - BRANCA		NA	NA	P	0,00	1.205,95	55,07	0,00	1.170,19	47,78	
				INT	0,00	771,69	55,07	0,00	750,10	47,78	
				FP	0,00	337,43	55,07	0,00	330,02	47,78	

Fonte: ENEL (2024).

d) Tanque de Hidrogênio

Para atender às normas de segurança, o gás hidrogênio é mantido em tanques especialmente fabricados. Os principais fatores que influenciam o tamanho do tanque são os requisitos de carga de hidrogênio, a disponibilidade de energia elétrica, a capacidade de hidrogênio produzido, além dos parâmetros econômicos. Dessa forma, dependendo da carga de hidrogênio, a capacidade de armazenamento do tanque de hidrogênio é expressa pela seguinte equação (8) (Barhoumi, 2023):

$$C_{TH} = H_{carga} \quad (8)$$

onde C_{TH} é o valor do tanque de hidrogênio e H_{carga} é a valor da carga de hidrogênio.

e) Conversor

Um conversor é usado para converter eletricidade CA em CC ou vice-versa, de acordo com os requisitos otimizados pelo HOMER Pro. A eficiência do conversor usado no sistema é definida como 95% para o sistema do grid, para que ele possa alimentar o eletrolisador, que precisa de corrente contínua para realizar a produção de hidrogênio (Holst et al., 2021). Nesse sentido, dependendo do uso de energia do grid, o conversor irá realizar a retificação, com eficiência de 95%.

f) Banco de Baterias

As baterias são utilizadas como itens de backup para fornecer a eletricidade necessária em situações em que as fontes de energia, SFPV e grid, não estão disponíveis. O tamanho ideal da bateria para um SFPV autônomo deve considerar vários fatores, como as características de carga necessárias, as perdas do sistema, a autonomia pretendida e os parâmetros econômicos. A quantidade de capacidade de bateria necessária é expressa em quilowatts-hora (kWh) ou ampères-hora (Ah) e é escolhida de acordo com a energia necessária para a quantidade de autonomia pretendida. Então, a capacidade da bateria é dada pela equação (9) (Okonkwo et al.,2022):

$$B_C = \frac{E_{cons}}{V_b \times B_{ID} \times \eta p} \quad (9)$$

onde B_C é a capacidade da bateria; E_{cons} é a energia consumida; V_{bat} é a tensão da bateria; B_{ID} é a intensidade de descarga dela e η_p é a eficiência.

5 RESULTADOS

O software Homer Pro tem como objetivo descobrir as especificações econômicas e técnicas ideais para cada equipamento do sistema de energia que depende de fontes de energia solar fotovoltaico e do grid. Dessa forma, o software determina a capacidade necessária do eletrolisador e a capacidade desejada do conversor de energia com base na energia elétrica disponível fornecida pelos painéis fotovoltaicos e pelo grid, onde a relação entre o hidrogênio produzido e a carga de hidrogênio determina o tamanho dos tanques de hidrogênio.

Os componentes do modelo têm vidas úteis distintas. Para calcular o Levelized Cost of Hydrogen (LCH), que se trata do Custo Nivelado de Hidrogênio, cujo calcula o custo médio de produção do hidrogênio ao longo da vida útil do projeto) em um período de 25 anos, leva-se em conta o modelo que pressupõe que os componentes com vida útil inferior a 25 anos serão vendidos e substituídos por novos e assim, afetaria o seu valor. O Net Present Cost (NPC), cujo calcula a diferença entre o valor presente das entradas e saídas de caixa ao longo do tempo) de cada componente, é determinado pelo modelo.

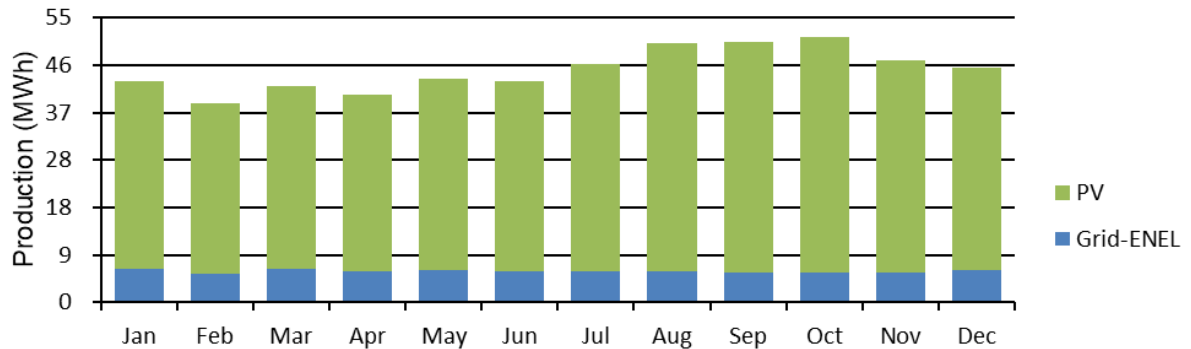
Desse jeito, o LCH é então calculado somando todos os NPC e dividindo-os pela quantidade total de hidrogênio produzido em um período de 25 anos. Os resultados da otimização, conforme indicado na Tabela 4, confirmam que o sistema gera aproximadamente 539.190 kWh de energia elétrica por ano. A Figura 18 mostra como está a produção das fontes de energia do sistema por mês:

Tabela 4 - Estimativa dos parâmetros dos componentes do sistema

Componentes	(kWh/ano)
FPV	467140
Grid	72050

Fonte: autor (2025).

Figura 18 – Energia produzida por ano pelo sistema



Fonte: HOMER Pro (2025).

A energia solar fotovoltaica produz 467140 kWh/ano, enquanto o grid gera 72050 kWh/ano. O consumo anual de energia dos eletrolisadores é cerca de 186.103 kWh por ano. Como resultado, 3988 kg de H₂V são produzidos anualmente pelos eletrolisadores. Dessa forma, o LCH alcançado de acordo com a otimização do HOMER Pro é de 58,5 R\$/kg.

Com base nos custos especificados por unidade, o NPC do projeto é determinado em R\$2.981.252,51 reais. O LCH e o NPC são determinados pela análise dos detalhes técnicos e dos resultados da avaliação econômica dos diversos componentes. Nesse sentido, a capacidade nominal necessária de cada componente é determinada na primeira etapa. Como a produção anual total de eletricidade do projeto é estimada em 539190 kWh, os eletrolisadores com capacidade nominal de 130 kW podem ser instalados para produzir 0,45 kg de hidrogênio por hora.

Consequentemente, a maior quantidade de hidrogênio produzida em um dia é de 10,8 kg, equivalente a 3888 kg de H₂V anualmente. Para a preservação do hidrogênio, são necessários tanques de hidrogênio de 90 kg, supondo que o H₂V não seja utilizado imediatamente. Os custos de investimento, operação, substituição e manutenção (O&M) e custos gerais de cada componente são calculados conforme especificado na Tabela 5, com base nos custos estimados por unidade dos vários componentes do projeto. Depois disso, o custo total do projeto é determinado.

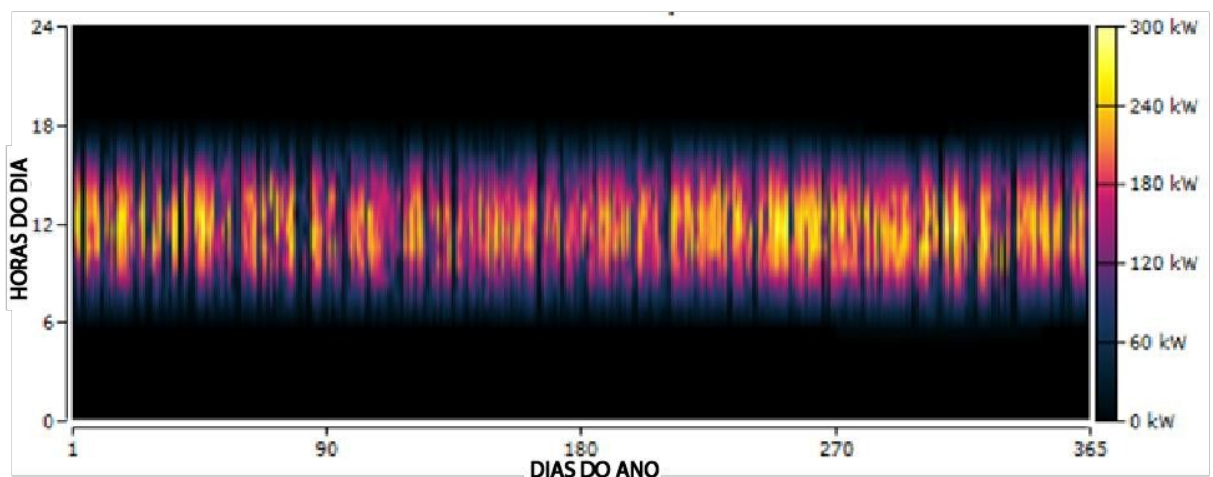
Tabela 5 – Valores dos componentes pela otimização do HOMER Pro

Componentes	Capacidade Nominal	Investimento (R\$)	Custo de Substituição (R\$)	O&M custos (R\$)	Recuperação (R\$)	Total (R\$)
Armaz. de Hidrogênio	90Kg	54000,00	0,00	34904,29	0,00	88904,29
Baterias 1kWh	52 kWh	46800,00	19856,02	0,00	-3737,10	62918,91
Conversor	20,3 kW	61600,88	26135,64	11869,44	-4918,99	94686,96
Eletrolisador PEM	130 kW	387205,00	164280,95	50055,99	-30919,33	570622,61
FPV	293 kW	1529086,12	0,00	296509,29	0,00	1825595,41
Grid	20kW	0,60	0,00	338523,72	0,00	338524,32
Sistema	-	2078692,60	210272,60	731862,74	-39575,43	2981252,51

Fonte: autor (2025).

Os resultados apresentados na Tabela 5 mostram que os painéis fotovoltaicos têm um custo de capital de R\$1529086,12 reais e incluindo seu valor de O&M, tem-se um valor de R\$1825595,41 reais. O custo de capital do eletrolisador é de R\$387205,00 reais, e seu custo total, incluindo despesas de reparo e manutenção, é de R\$601541,94 reais. A distribuição da energia produzida pelo SFPV em um ano completo é mostrada na Figura 19.

Figura 19– Energia de saída do sistema fotovoltaico



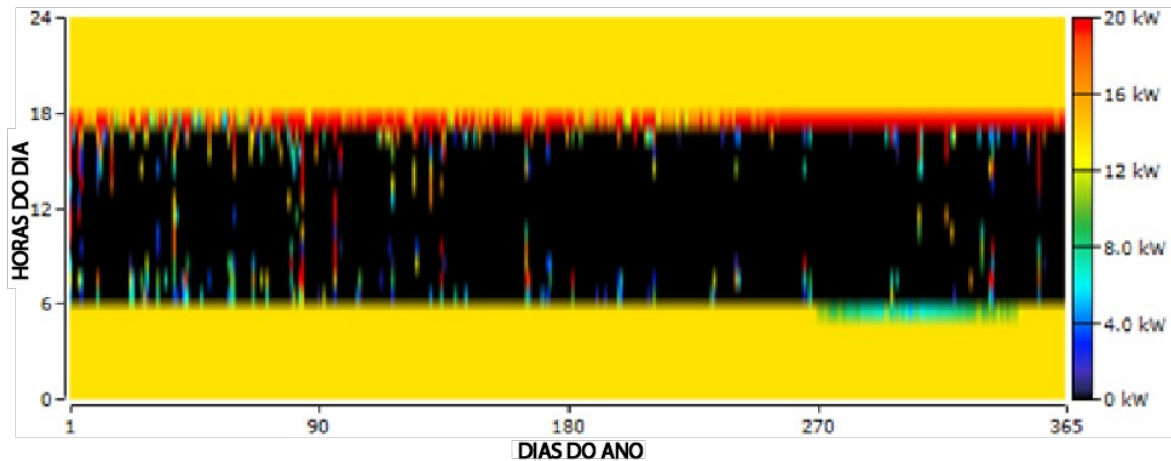
Fonte: HOMER Pro (2025).

O SFPV produz uma média de 1280 (kWh) de energia por dia, enquanto funciona constantemente ao longo do ano. Os painéis fotovoltaicos podem produzir até 283 kW

de energia em seu máximo. De acordo com seu cronograma operacional, o SFPV produz 467140 kWh de eletricidade por ano, funcionando durante 4425 horas por ano.

Por outro lado, a distribuição da energia produzida pelo grid em um ano inteiro é mostrada na Figura 20:

Figura 20 – Energia de saída do Grid



Fonte: HOMER Pro (2025).

Na tabela 6, vê-se a compra anual de energia da concessionária e seus custos a cada ano:

Tabela 6 – Utilização do grid e seus custos mensais

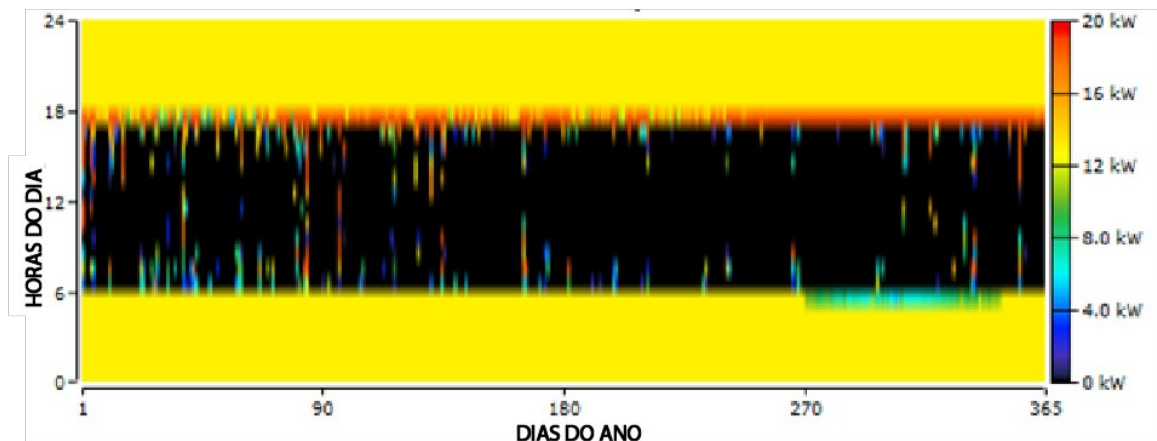
Mês	Energia Comprada (kWh)	Pico de Carga (kW)	Total
Janeiro	6425	20	R\$ 2.324,00
Fevereiro	5530	20	R\$ 2.000,00
Março	6445	20	R\$ 2.331,00
Abril	6040	20	R\$ 2.184,00
Mai	6220	20	R\$ 2.249,00
Junho	5882	20	R\$ 2.127,00
Julho	5986	20	R\$ 2.165,00
Agosto	5920	20	R\$ 2.141,00
Setembro	5836	20	R\$ 2.111,00
Outubro	5823	20	R\$ 2.106,00
Novembro	5753	20	R\$ 2.080,00
Dezembro	6189	20	R\$ 2.238,00
Anual	72050	20	R\$ 26.055,00

Fonte: autor (2025).

O grid tem uma potência de pico mensal de 20kW, sendo necessária para suprir a carga do eletrolisador em períodos de intermitência. O mês de março se caracteriza pelo mês com maior uso da rede da concessionária, havendo um custo de R\$2331,00 reais. Ao final de um ano, tem-se 72050 kWh de energia comprada pelo sistema para suprir as cargas, eletrolisador e carga de hidrogênio, tendo um custo de R\$26055,00 reais. Esses resultados demonstram que o potencial do SFPV e do grid para fornecer uma fonte de energia renovável eficaz para uma variedade de usos, como instalações industriais, promoção de empregos e propriedades comerciais e residenciais.

O tamanho ideal do conversor foi de 20,3 kW para acomodar os requisitos de conversão de energia do sistema do grid. No sistema modelado, o conversor opera apenas como um retificador, que converte a eletricidade CA oriundo da rede da concessionária em eletricidade CC para a carga elétrica CC, que é a carga do eletrolisador. Ele opera por 5075 horas por ano e tem um fator de capacidade de 38,5%, resultando em 3602 kWh perdidos por ano. A Figura 21 mostra seu uso durante o ano e atuando em consonância com o grid:

Figura 21 – Uso do retificador para o grid



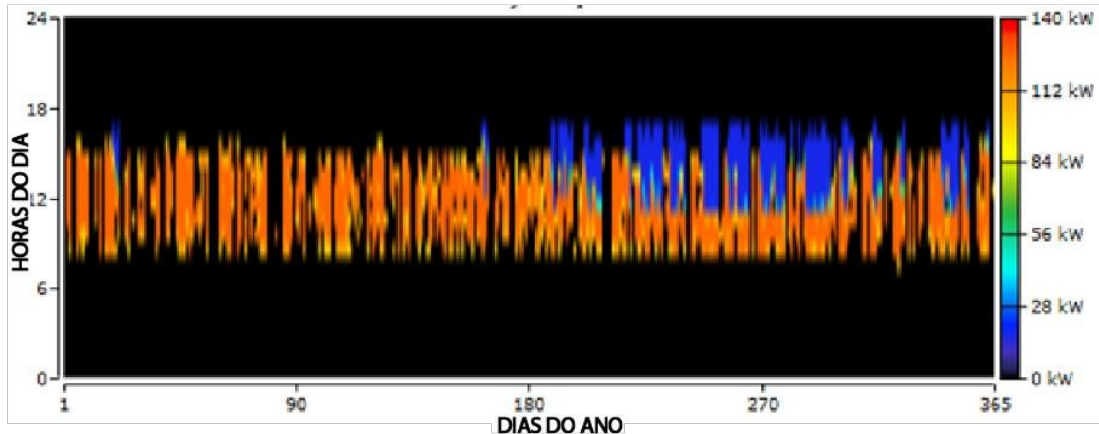
Fonte: HOMER Pro (2025).

Em relação aos custos, R\$61600,88 é o investimento inicial para o conversor, com o custo de substituição de R\$26134,64 reais ao final de sua vida útil, que é de 15 anos, e custos de O&M de R\$11869,44 ao final de 25 anos. O gasto total para o uso do conversor é de R\$94686,96.

Todos os eletrolisadores são ligados automaticamente com base na quantidade de energia solar disponível, a fim de maximizar a utilização da energia. Portanto, 3888 kg de H₂V

são produzidos anualmente pelos eletrolisadores. O total de eletricidade consumida pelos eletrolisadores é de 186.103 kWh por ano. A energia elétrica consumida pelos eletrolisadores para gerar o hidrogênio necessário para a carga é exibida na Figura 22:

Figura 22 – Potência de entrada do eletrolisador.

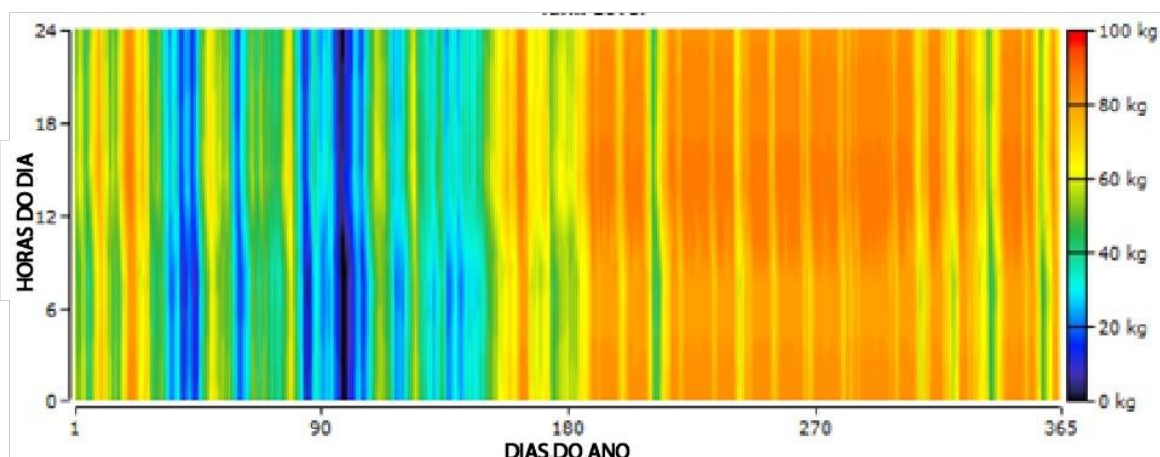


Fonte: HOMER Pro (2025).

Vale ressaltar que o período de operação dos eletrolisadores é destacado apenas quando a SFPV está em funcionamento, porém seu uso é contínuo, por causa do uso do grid em períodos de intermitência. Nesse sentido, o uso dos eletrolisadores nesses momentos acontece com a potência diminuída, como já salientado e como é mostrado pela figura 20, que ilustra a grid atuando em momentos de intermitência para alimentar a carga em questão e produzindo H₂V.

Em relação a variação nos níveis do tanque de hidrogênio ao longo de um ano é mostrada na Figura 23. O tanque de hidrogênio contém 63 kg de hidrogênio no início do ano. No entanto, esse número aumenta progressivamente lento ao longo do ano, culminando em um nível final de 67,4 kg no fim do ano. O tanque tem capacidade para armazenar 90 kg de hidrogênio, o que corresponde a uma reserva de energia de 3000 kWh. Esse nível de armazenamento, com uma autonomia do tanque de 141 horas, é adequado para uma variedade de usos, como transporte, atividades industriais e geração de eletricidade.

Figura 23 - A variação nos níveis do tanque de hidrogênio ao longo de um ano

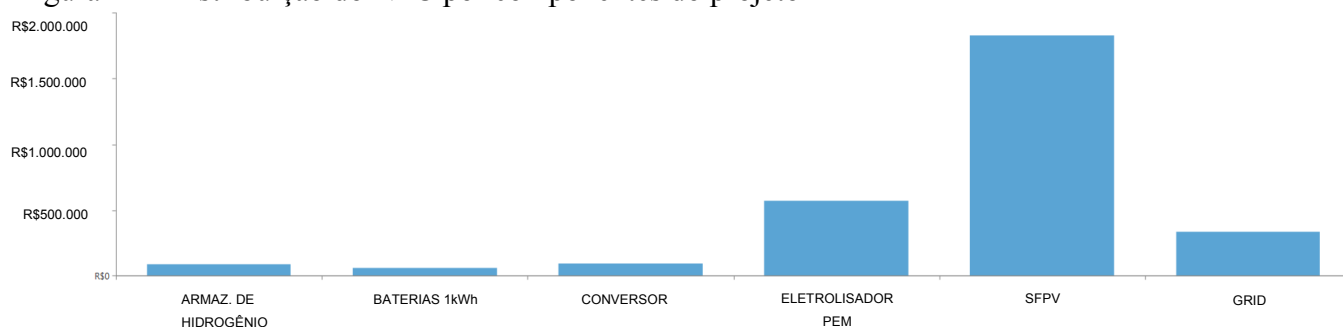


Fonte: HOMER Pro (2025).

O fato de a quantidade de hidrogênio ter aumentado ao longo dos anos indica que ele tem potencial para ser uma forma eficiente e confiável de armazenamento de energia. Com o crescente potencial de utilização de fontes de energia renováveis, como a energia solar, há uma necessidade cada vez maior de sistemas eficientes de armazenamento de energia. O hidrogênio, que possui uma alta densidade de energia e capacidade de armazenamento prolongado, surge como uma opção promissora para atender a essa necessidade.

A Figura 24 mostra a distribuição do NPC por componentes do projeto. A SFPV e o sistema de eletrolisador têm o NPC mais alto. O NPC total é de R\$2981252,51

Figura 24 - Distribuição do NPC por componentes do projeto



Fonte: HOMER Pro (2025).

Considerando os custos da viagem de exportação para o porto do Pecem, que é de R\$856800,00, tem-se que o novo valor de NPC é de 3838052,51. Isso resultaria em um LCH de R\$75,31. No que se refere aos valores de NPC, os custos ficaram altos em relação os valores

de referência de outras literaturas, como de Arpino *et al.*, 2024, Allan-Rizk *et al.*, 2024 e Saadi *et al.*, 2024. Dessa forma, o valor do LHC do sistema proposto teve um valor alto também. Além disso, pelo fato de que o software, HOMER Pro, não ter em suas configurações, a opção de produzir H₂V apenas para armazenamento, que é o estudo proposto, sendo necessário a utilização de uma carga final para ser atendida, e nesse caso, o eletrolisador foi posto como essa carga, o sistema ficou operando com uma carga duplicada, que pode ter resultado no mal dimensionamento dos componentes e os custos do sistema.

Em termos de certificação do hidrogênio produzido, a produção de energia do SFPV para atender o eletrolisador e produzir o hidrogênio, pode ser certificada para exportação, uma vez que atende os critérios estabelecidos pela UE de origem da eletricidade utilizada na eletrólise da água, uma vez que precisa ser gerada exclusivamente a partir de fontes renováveis, atende o princípio da temporalidade, pois 100% de sua produção é renovável e o princípio da adicionalidade, que estabelece que a eletricidade empregada na produção de hidrogênio deve ser proveniente de novas instalações renováveis (UE, 2023).

Sobre o grid, sendo utilizado em períodos de intermitência, tem capacidade máxima de energia fornecida de 20kW e é a principal causa da redução da fração de energia renovável dentro do estudo. A fração otimizada pelo HOMER Pro de renováveis no sistema é de 61,3%, porém o estudo se baseia apenas na produção de H₂V, que deve ter emissões de 3,38 kg de CO₂ por kg de hidrogênio, ou 28,2 g CO₂-eq/MJ (UE, 2023).

Nesse sentido, segundo a BEN de 2024, o setor elétrico brasileiro emitiu, em média, 55,1 kg CO₂-eq/MWh, que mostra um avanço em relação a outros países do mundo, porém é necessário a utilização de medidores inteligentes e de RECs para validar a produção do hidrogênio no período de uso do grid, sendo necessário uma avaliação mensal para verificar a porcentagem de emissões de gases do efeito estufa, uma vez que esse do grid valor está bem acima do recomendado pela UE e suas diretrizes (RED II e RED III).

6 CONCLUSÃO

Este projeto apresenta uma análise técnica e econômica do uso de energia renovável por meio de um SFPV conectado à rede (Grid) para a produção de hidrogênio verde, com destino à exportação para o porto do Pecém. Os componentes do estudo incluem painéis fotovoltaicos, grid, conversores, baterias, eletrolisadores, tanques de hidrogênio e custos logísticos relacionados ao transporte com veículos elétricos.

A exportação de hidrogênio verde do Brasil para a União Europeia (UE) tem se consolidado como uma solução viável no contexto da transição energética global. O hidrogênio renovável, obtido pela eletrólise da água utilizando eletricidade gerada a partir de fontes renováveis como a solar e a eólica, reduz substancialmente as emissões de carbono.

Neste sentido, as fontes renováveis são essenciais e abordadas no estudo, uma vez que ajudam a garantir a sustentabilidade energética, diminuem a dependência de combustíveis fósseis e minimizam as emissões de carbono. Elas promovem também a diversificação da matriz energética e impulsionam a economia verde, assegurando maior independência energética e o cumprimento das metas climáticas globais. O crescente uso dessas fontes é fundamental para a transição energética e o combate às mudanças climáticas.

A UE, com o objetivo de reduzir sua dependência de combustíveis fósseis e atingir metas ambientais ambiciosas, estabeleceu a meta de importar 10 milhões de toneladas de hidrogênio renovável por ano até 2030 (UE, 2023). Nesse contexto, o Brasil, especialmente o estado do Ceará, com uma matriz energética predominantemente renovável, surge como um parceiro estratégico para atender a essa crescente demanda.

As certificações de hidrogênio verde são essenciais para garantir que a produção atenda a critérios de sustentabilidade, transparência e rastreabilidade, como destacado na pesquisa. Elas asseguram que a eletricidade usada na eletrólise provém de fontes renováveis e que as emissões de carbono estão dentro dos limites estabelecidos pela UE. Essas certificações também facilitam o comércio global, assegurando conformidade com exigências ambientais e estimulando investimentos em tecnologias limpas, desempenhando um papel crucial na transição energética e na credibilidade do hidrogênio como vetor energético sustentável.

O estudo utilizou o HOMER Pro para otimizar a análise do LHC e do NPC. O projeto ideal do sistema determinou as seguintes especificações: painéis fotovoltaicos com capacidade de 293 kW, grid com capacidade de entrega de até 20 kW, 52 cadeias de baterias de chumbo-ácido com 1 kWh cada, eletrolisador com capacidade de 130 kW e tanques de

hidrogênio com capacidade de 90 kg. Os resultados indicam alterações negativas nos valores de NPC e LHC em comparação aos valores de base.

Seguindo essa linha de raciocínio, por meio da otimização do HOMER Pro para analisar e indicar a capacidade nominal dos componentes e seus custos durante 25 anos, em termos da utilização do SFPV em conjunto com grid, foi verificado que o período de atuação e produção de H₂V por meio do SFPV, pode ser utilizada para exportação para o porto do Pecém e conseqüentemente, em relação os requisitos da UE e suas Diretrizes, emitir as certificações em conjunto com as empresas apresentadas neste estudo, como a CCEE, CertifHy e TUV Standard H2.21.

Isso se dá por causa que toda parcela de produção do SFPV é renovável, bem como atende as exigências da UE, que são os princípios da adicionalidade e da temporalidade, além de que a eletricidade usada para alimentar a eletrólise é de fontes renováveis. Em contrapartida, o grid é o responsável direto pela diminuição da fração renovável do sistema, pois segundo o HOMER Pro o sistema projetado tem 61,3% de fração renovável e isso é causado pelo uso do grid em períodos de intermitência.

O sistema proposto, sem os custos da viagem para o porto do Pecém, mostra que a adição da carga ao HOMER Pro, sendo configurado como um eletrolisador, e o uso do eletrolisador propriamente dito no processo de eletrólise para atender a carga de hidrogênio, conforme mostra a figura 16, tiveram valores próximos, sendo eles 186.103 kWh/ano e 182.962 kWh/ano, respectivamente. Nesse sentido, a capacidade nominal projetada para o SFPV teve que atender 2 cargas em seu período de atuação, ocasionando seu sobredimensionamento. Como essas cargas são praticamente iguais, foi necessário diminuir os custos totais do SFPV pela metade, que é de R\$1825595,41, e assim, tendo um novo valor de aproximadamente R\$912.797,705 reais.

Dessa maneira, calculando os novos custos de NPC e LHC fazendo uma razão de proporcionalidade, se para um NPC de R\$2981252,51 tinha-se o valor de LCH R\$ 58,5 reais. Então, o novo NPC será R\$2981252,51 reais menos R\$912.797,705 reais do SFPV novo, totalizando um NPC de R\$2.068.454,805 reais. Dessa forma, tem-se um valor de LCH de R\$40,58 reais.

Nesse viés, o estudo externo para o cálculo dos custos da viagem de Sobral para o porto do Pecém e seus efeitos nos valores de NPC e LCH, mostrou um valor total da viagem durante os 25 anos de R\$856.800,00, e conseqüentemente, evidenciou um aumento de cerca de R\$16,81 reais do LCH, em relação aos valores otimização do HOMER Pro para os parâmetros nominais.

Nesse contexto, ao realizar a soma do NPC atual do sistema proposto, que houve a diminuição dos valores do SFPV, com o custo total da viagem de Sobral-CE para o porto do Pecém, tem-se um valor de NPC final de R\$2925254,805 reais. Desse jeito, realizando uma razão de proporcionalidade com o NPC calculado anteriormente pelo HOMER Pro e seu valor de LCH, tem-se um valor final de LCH de R\$57,40 reais, sendo esse somado com o valor de LCH do custo da viagem para o porto do Pecém de R\$16,81 reais.

Esse valor final de LCH em dólar é de \$9,90 dólares, sendo utilizado o valor médio do dólar dos últimos 6 meses como base (BCB, 2025). Esse valor de LCH é competitivo com os mercados da UE, uma vez que nesse mercado os valores de LCH variam entre \$2,80 e \$29,50 dólares (Kigle, 2023). Para o mercado brasileiro, o valor de LCH final também é competitivo, mas levando em conta componentes com melhor eficiência no sistema para que haja a diminuição do uso de energia e assim, diminuir o valor do LCH.

Em vista disso, o trabalho busca atender soluções para a diversificação da matriz energética brasileira, com ênfase na sustentabilidade e na descarbonização da economia e em nos processos de exportação para UE. O Ceará tem se destacado como um polo emergente para a produção de H2V devido ao seu potencial de geração de energia solar e eólica, além da infraestrutura portuária estratégica do Porto do Pecém, que já está se preparando para se tornar um hub de exportação desse combustível (Costa; Almeida, 2023). O desenvolvimento desse setor pode gerar empregos, atrair investimentos e posicionar o Brasil como um dos principais exportadores globais de H2V, fortalecendo sua competitividade no mercado de energias renováveis.

6.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, pode-se abordar a utilização da energia eólica para que seja o principal sistema de operação em momentos de intermitência para suprir as variações da carga (eletrolisador), bem como analisar com mais detalhes a rede do grid em consonância com a concessionária local (ENEL Ceará) e obter dados de produção de energia do SIN, tendo como ferramenta a utilização de medidores inteligentes conectados, com a finalidade de saber com mais fidelidade as porcentagens renováveis da matriz energética e assim, elaborar um estudo das frações renováveis de energia na produção de hidrogênio verde em cima desses dados mais específicos.

Nesse sentido, realizar novamente a pesquisa utilizando o HOMER Pro para verificar os valores de NPC e LCH, bem como realizar a emissão dos certificados de produção de hidrogênio verde, sendo creditado nesses documentos maior parcela de hidrogênio renovável por causa da mudança do grid para energia eólica.

REFERÊNCIAS

- ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS (AIE). **Hidrogênio – Relatório da Agenda Inovadora 2023**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/breakthrough-agenda-report-2023>. Acesso em: 30 jul. 2024.
- ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS (AIE). **Perspectivas Energéticas Mundiais 2021**. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>. Acesso em: 29 jul 2024.
- ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS (AIE). **The Future of Hydrogen. 2023**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 30 jul 2024.
- ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS (AIE). **The Future of Trucks: Implications for energy and the environment. 2020**. Disponível em: <https://www.iea.org>. Acesso em: 20 fev. 2025.
- ADMINISTRAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS (AIE). **Global EV Outlook 2021: Accelerating ambitions despite the pandemic. 2021**. Disponível em: <https://www.iea.org>. Acesso em: 20 fev 2025.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA RENOVÁVEL (IRENA). **Global Renewables Outlook: Transformação energética 2050**. Abu Dhabi: IRENA, 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas de energia elétrica para consumidores industriais. 2023**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 fev. 2025.
- ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS TRANSPORTADORES DE CARGA (ANTP). **Custos operacionais de caminhões a diesel. 2021**. Disponível em: <https://www.antp.org.br>. Acesso em: 20 fev. 2025.
- ASSOCIATION OF ISSUING BODIES (AIB). **Guarantee of Origin (GO) System**. Bruxelas, 2023. Disponível em: <https://www.aib-net.org/>. Acesso em: 20 fev. 2025.
- BENIL. **Relatório Síntese 2024**. BEN 2024 | Relatório Síntese | Ano base 2023.
- BERTOLDO, Maria Fernanda Gonçalves; NETO, Marcos. Hidrogênio, uma fonte de energia limpa. **Ciências Exatas e da Terra**, v. 122, pág. 1–10, maio. 2023. DOI: 10.5281/zenodo.7896409.
- Bessarabov D, Wang H, Li H, Zhao N, editors. **PEM electrolysis for hydrogen production: principles and applications**. 0 ed. CRC Press; 2016. <https://doi.org/10.1201/b19096>.
- BIAN, Wenjuan et al. **Revitalização de interface em células cerâmicas protônicas por ataque ácido**. *Nature*, v. 604, n. 7906, p. 479–485, 2022.
- BLOOMBERGNEF. **Hidrogênio verde vai minar irmão cinza até o fim da década**. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/>. Acesso em: 30 jul 2024.

BRASIL. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. **Planalto**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/114948.htm. Acesso em: 21 fev. 2024.

BRASIL. **Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional do Hidrogênio: Estratégia Brasileira para o Hidrogênio de Baixo Carbono**. Brasília: MME, 2023.

CÂMARA DE COMÉRCIO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Infraestrutura de recarga para veículos elétricos**. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 20 fev. 2025.

CRUZ, Joanna. Com grande potencial em energias renováveis, o Ceará está se tornando a Casa do Hidrogênio Verde. **Secretaria do meio ambiente e mudança do clima**. Disponível em: https://www.semace.ce.gov.br/2024/01/03/com-grande-potencial-em-energias-renovaveis-o-ceara-esta-se-tornando-a-casa-do-hidrogenio-verde/?utm_source=chatgpt.com. Acesso em: 02 fev. 2024.

DAWOOD, F. et al. Produção de hidrogênio para energia: Uma visão geral. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 3847–3869, 2020.

El Manaa Barhoumi, Optimal design of standalone hybrid solar-wind energy systems for hydrogen-refueling station Case study, *Journal of Energy Storage*, Volume 74, Part B, (2023), 109546, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109546>.

ENERGYTAG. **Granular Certificates for Renewable Energy**. Londres, 2023. Disponível em: <https://energytag.org/>. Acesso em: 20 fev. 2025.

EUROPEAN COMMISSION. **Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (RED III)**. Official Journal of the European Union, 2023.

EUROPEAN COMMISSION. **Renewable Energy Directive (RED III)**. Bruxelas, 2023. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive_en. Acesso em: 20 fev. 2025.

FANG, Ming et al. Nanoestruturas hierárquicas: Design para divisão sustentável de água. *Advanced Energy Materials*, v. 7, n. 23, 2017.

GAO, Jinli. Modeling and configuration optimization of the natural gas-wind photovoltaichydrogen integrated energy system: a novel deviation satisfaction strategy. *Energy Convers Manag* 2021;243:114340. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114340>.

GEOGRÁFICO NACIONAL. **Propriedades do hidrogênio**. 2022. Disponível em: https://www.nationalgeographic.pt/ciencia/propriedades-hidrogenio_4407. Acesso em: 19 jan. 2025.

GERLOFF, N. Análise comparativa de avaliação do ciclo de vida de três principais tecnologias de eletrólise de água ao aplicar vários cenários de energia para uma produção de hidrogênio mais verde. *Journal of Energy Storage*, v. 43, p. 102759, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.EST.2021.102759>.

GRIGORIEV, SA et al. Status atual, tendências de pesquisa e desafios na ciência e tecnologia da eletrólise da água. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 26036–26058, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.03.109>. Acesso em: 18 nov 2024.

GRIGORIEV, SA et al. Status atual, tendências de pesquisa e desafios na ciência e tecnologia da eletrólise da água. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 26036–26058, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.03.109>.

HOLST, M. et al. **Previsão de custo para eletrólise de baixa temperatura - Prognóstico bottom-up orientado por tecnologia para sistemas de eletrólise de PEM e água alcalina.** Freiburg: [sn], 2021.

ILHIAM, Ourya, NOUHAILA. Nabil, S. Abderafi, N. *Boutammachte, S. Rachidi, Assessment of green hydrogen production in Morocco, using hybrid renewable sources (PV and wind)*, Int. J. Hydrogen Energy 48 (96) (2023) 37428–37442.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Innovation in the transport sector: The role of electric vehicles.* 2022. Disponível em: <https://www.irena.org>. Acesso em: 20 fev. 2025.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Renewable Energy Statistics 2023.* Abu Dhabi, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>. Acesso em: 20 fev. 2025.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *World Energy Transitions Outlook 2023.* Abu Dhabi: IRENA, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>. Acesso em: 13 fev. 2025.

JOVAN, DJ; DOLANC, G. A produção de hidrogênio verde pode ser economicamente viável nas atuais condições de mercado. *Energies*, v. 13, p. 6599, 2020.

KHAN, MA et al. Progressos recentes em eletrocatalisadores para eletrólise de água. *Electrochemical Energy Reviews*, v. 1, p. 483–530, 2018.

KUMAR, S. Shiva; LIM, Hankwon. *An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production.* *Energy Reports*, v. 8, p. 13793–13813, 2022.

LE, Long Q. et al. Células de combustível cerâmicas condutoras de prótons: Ampliação e integração de pilha. *Journal of Power Sources*, v. 482, 2021.

LIM, D. et al. Impacto da degradação de voltagem em eletrolisadores de água na sustentabilidade da produção de gás natural sintético: análise energética, econômica e ambiental. *Energy Conversion and Management*, v. 245, p. 114516, 2021.

MERCADOS E MERCADOS. **Comparação de custos de produção de hidrogênio verde e tradicional.** Disponível em: <https://www.marketsandmarkets.com/green-hydrogen>. Acesso em: 30 jul. 2024.

MILANI, D. et al. Economia de hidrogênio alimentada por energia renovável da perspectiva da Austrália. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 24125–24145, 2020.

MIRANDA, P. F.; LIMA, T. R.; CARVALHO, R. O papel dos portos brasileiros na exportação de hidrogênio verde. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 10, n. 3, p. 45-63, 2021.

MIRANDA, PEV, org. **Ciência e Engenharia de Tecnologias de Energia Baseadas em Hidrogênio**. 1. ed. Amsterdã: Elsevier, Academic Press, 2019.

MOSCA, L. et al. Projeto de processo para produção de hidrogênio verde. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 7266–7277, 2020.

OLIVEIRA, J. P.; SOUZA, M. C. **Transporte sustentável de hidrogênio verde no Brasil: desafios e oportunidades**. Engenharia de Transportes e Logística, v. 5, n. 1, p. 77-89, 2022.

OKONKWO, Paul C.; MANSIR, Ibrahim B.; EMORI, Wilfred; AHMED, Bahgat Radwan; SHAKOOR, Rana A.; UZOMA, Paul C.; PUGALENTHI, M. Raja. *Utilization of renewable hybrid energy for refueling station in Al-Kharj, Saudi Arabia*. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 47, n. 53, p. 22273-22284, 2022.

PINSKY, R. et al. Revisão comparativa de tecnologias de produção de hidrogênio para sistemas de energia híbrida nuclear. *Progress in Nuclear Energy*, v. 123, p. 103317, 2020.

PUGA, Mariana dos Santos; ASECNCIOS, Yvan Jesus Orliga. **Avanços e limitações da produção, armazenamento e transporte de hidrogênio verde**. *74Latin American Journal of Energy Research – Lajer*(2023) v. 10, n. 2, pp. 74–93
<https://doi.org/10.21712/lajer.2023.v10.n2.p74-93>

QI, H. et al. Nanopartículas exsolvidas in situ em ânodo $\text{La}_{0.5}\text{Sr}_{1.5}\text{Fe}_{1.5}\text{Mo}_{0.5}\text{O}_{6-\delta}$ aumentam a reação de oxidação de hidrogênio em SOFCs. *Journal of The Electrochemical Society*, v. 167, n. 2, p. 024510, 2020.

REVISTA BRASILEMINHA. ABC do Hidrogênio Verde. Artigo. **Revista Brasil Alemanha**, ano 29, n. 01, outubro de 2021. Disponível em:
<https://www.ahkbrasilien.com.br/publicacoes/revista-brasilalemanha> . Acesso em: 17 dez. 2021.

SCHNEIDER ELECTRIC. *Power Monitoring Expert: Real-Time Energy Analytics*. Paris, 2023. Disponível em: <https://www.se.com/ww/en/product-range/62098-power-monitoring-expert/>. Acesso em: 20 fev. 2025.

SIEMENS. SICAM GridEdge: *Smart Energy Management Solutions*. Munique, 2023. Disponível em: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-edge/sicam-gridedge.html>. Acesso em: 20 fev. 2025.

SILVA, A. R.; MELO, G. H.; FONSECA, D. S. **O potencial do Ceará para a produção de hidrogênio verde e sua integração ao Porto do Pecém**. Estudos Energéticos, v. 12, n. 2, p. 98-115, 2023.

SUEN, Nian-Tzu et al. Eletrocatalise para a reação de evolução de oxigênio: desenvolvimento recente e perspectivas futuras. *Chemical Society Reviews*, v. 46, p. 337-365, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/C6CS00328A>.

SULEMAN, F.; DINCER, I.; AGELIN-CHAAB, M. *Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options*. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 40, n. 21, p. 6976-6987, 8 jun. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.123>. Acesso em: 11 de outubro de 2024.

TRIBUNAL DE CONTAS EUROPEU. **Hidrogênio renovável na UE**: metas ambiciosas, desafios consideráveis. Relatório Especial 11/2024. Luxemburgo: TCE, 2024. Disponível em: https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_PT.pdf. Acesso em: 9 fev. 2025.

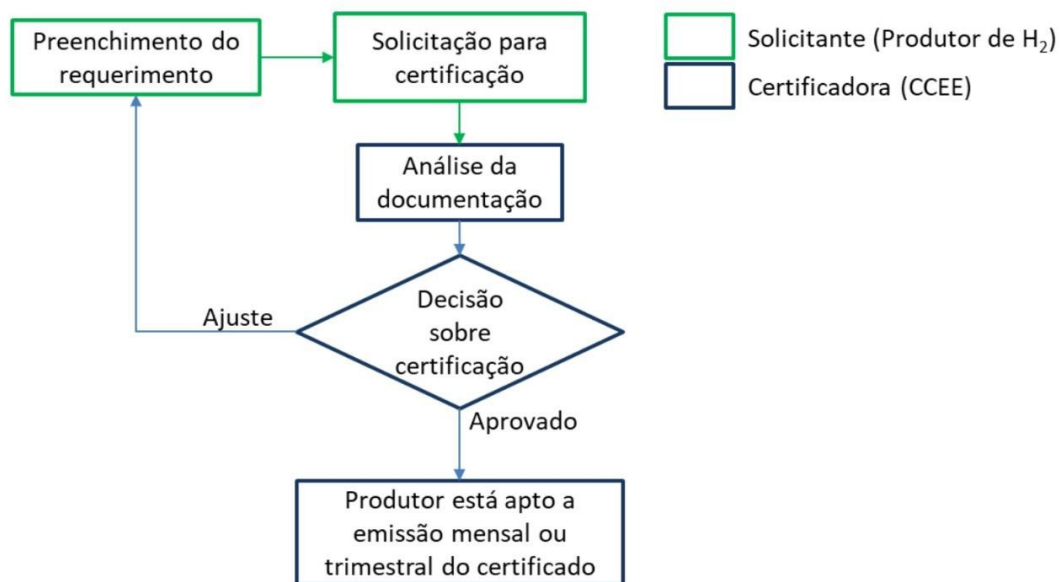
TURNER, JA. **Produção sustentável de hidrogênio**. *Ciência*, v. 305, n. 5686, pág. 972–974, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1126/science.1103197>. Acesso em: 05 jan 2025.

UNIÃO EUROPEIA. *Renewable Energy Directive* (RED III). Bruxelas, 2024. Disponível em: <https://energy.ec.europa.eu>. Acesso em: 9 fev. 2025.

VAN RENSSSEN, S. A solução de hidrogênio? *Natureza Mudanças Climáticas*, v. 10, p. 799–801. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0891->. Acesso em: 07 jan 2025.

Yara inaugura maior planta de hidrogênio verde da Europa. *Global Fert*. Disponível em: <https://globalfert.com.br/noticias/mercado/yara-inaugura-maior-planta-de-hidrogenio-verde-da-europa/>. Acesso em: 10 de fevereiro de 2024.

ZHAO, G. et al. Avaliação do ciclo de vida de tecnologias de eletrólise de H₂O. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, p. 23765–23781, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.05.282>.

ANEXO A – FLUXOGRAMA DA CERTIFICAÇÃO DO CCEE

Fonte: CCEE (2022).

ANEXO B – EEXEMPLO DE CERTIFICAÇÃO DO CCEE

Certificado de Hidrogênio Renovável

Informações	
Identidade do certificado	
Número de identificação	00090286/072023-01
Número do certificado antecessor	N/A
Data do início da avaliação do certificado	01/07/2023
Data do final da avaliação do certificado	14/07/2023
Data de emissão	14/07/2023
Data de expiração do certificado	14/07/2024
Dados do produtor de hidrogênio	
Nome do produtor (Razão Social)	EDP – Energias do Brasil S.A
País de origem	Brasil
Método de produção	Eletrólise PEM com Fonte Fotovoltaica
Local de origem	São Gonçalo do Amarante/CE
CEP	62.670-00
Data de entrada no sistema de certificação	30/06/2023
Dados de consumo e produção	
Fonte de energia renovável com PPA	N/A
Consumo de energia PPA	N/A
Fonte de energia renovável com autoprodução	177.107 kWh
Consumo de energia com autoprodução	16.465 kWh
Consumo de energia sem comprovação de origem	0 kWh
Produção de hidrogênio	295 kg
Dados do hidrogênio certificado	
Hidrogênio de fonte renovável	295 kg (100%)
Intensidade de carbono (Escopo 2 GHG Protocol)	0 kg CO ₂ eq/kg H ₂
Hidrogênio de fonte parcialmente renovável	0 kg
Intensidade de carbono (Escopo 2 GHG Protocol)	0 kg CO ₂ eq/kg H ₂

O presente documento técnico certifica, exclusivamente, o produto hidrogênio, sob o processo de avaliação CCEE nº 00090286/072023-01, em conformidade com as diretrizes do Manual de Certificação de Hidrogênio – v. 1.1., de 22.06.2023



Fonte: CCEE (2022).

ANEXO C – CAPA DE APRESENTAÇÃO DO MANUAL DO CERTIFICAÇÃO DO CERTIFHY



SCHEME DOCUMENT

CERTIFHY EU RFNBO VOLUNTARY SCHEME

Version number	1.7
Date of issue:	31.10.2024



Fonte: Certifhy, (2023).

ANEXO D – PASSO A PASSO DA CERTIFICAÇÃO DO CERTIFHY

PROCEDIMENTO DE CERTIFICAÇÃO PARA O HIDROGÊNIO VERDE



Fonte: Certfhy, (2023).

ANEXO E – CAPA DO DOCUMENTO DO MANUAL DE CERTIFICAÇÃO DO TÜV RHEINLAND STANDARD H2.21

TÜV RHEINLAND Standard H2.21 Renewable and Low-Carbon Hydrogen Fuels

[Version 2.1 / March 2023]

1. Terms and definitions

Bidding Zone

As defined in the Regulation (EU) 2019/943 - "The largest geographical area within which market participants are able to exchange energy without capacity allocation".

CCF

Corporate Carbon Footprint - Amount of greenhouse gases emitted (represented as the mass of CO₂ equivalents) resulting from the operation of a company per time period (e.g. 1 year).

CCS

Carbon Capture and Storage - Method for the permanent capture and storage of CO₂ emissions in underground reservoirs excluding lift gas.

CCU

Carbon Capture and Utilization – separation and utilization of CO₂ in downstream processes to form other chemical compounds where CO₂ is fixed permanently.

CCUS

A newly applied abbreviation for both technologies CCU & CCS.

Certificate

A one-page confirmation of assessment from the Certification Body with time-limited validity of 12 month- stating that the specific criteria have been checked and complied with. Parameters and characteristics exceeding the criteria, set forth in this standard, can be individually highlighted in the certificate, or the associated Test Mark, respectively.

Certification Body

TÜV Rheinland, as well as acknowledged bodies by TÜV Rheinland, who are authorized to undertake assessments of the criteria listed in this standard H2.21 and issue Certificates (see chapter8).

Comparator Value

Reference value from RED II for emissions from fuels of transportation (94 g CO₂-eq/MJ)

Cradle

The starting point in the Life Cycle of a product, usually the extraction of raw materials.

Fonte: TÜVRheinland, (2023).