



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL
CAMPUS DE ENGENHARIA E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

ERIK ANANIAS AMORIM SIMÕES

**APROVEITAMENTO DE EXCEDENTES EÓLICOS PARA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE: UMA ABORDAGEM TÉCNICO-ENERGÉTICA COM BASE
EM DADOS OPERACIONAIS REAIS**

**RIO LARGO - AL
2026**

ERIK ANANIAS AMORIM SIMÕES

**APROVEITAMENTO DE EXCEDENTES EÓLICOS PARA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE: UMA ABORDAGEM TÉCNICO-ENERGÉTICA COM BASE
EM DADOS OPERACIONAIS REAIS**

Artigo Científico apresentado ao Colegiado do
Curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Alagoas como requisito para obtenção
da nota final do Trabalho de Conclusão de Curso
(TCC).

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda
de Souza.

**RIO LARGO – AL
2026**

Catlogação na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 – 1512

S972a Simões, Erik Ananias Amorim.

Aproveitamento de excedentes eólicos para produção de hidrogênio verde: uma a bordagem técnico-energética com base em dados operacionais reais. / Erik Ananias Amorim Simões. – 2026.

28 f.: il.

Orientador: Leonardo Faustino Lacerda de Souza.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Graduação em Engenharia Elétrica, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2026.

Inclui bibliografia

1. *Curtailment*. 2. Energia eólica. 3. Hidrogênio verde. I. Título.

CDU: 621.3

FOLHA DE APROVAÇÃO

ERIK ANANIAS AMORIM SIMÕES

Aproveitamento de Excedentes Eólicos para Produção de Hidrogênio Verde: Uma Abordagem Técnico-Energética com Base em Dados Operacionais Reais

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 08/06/2026

Banca Examinadora

Documento assinado digitalmente



LEONARDO FAUSTINO LACERDA DE SOUZA

Data: 12/06/2026 09:04:00-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza, (Orientador)
Universidade Federal de Alagoas

Documento assinado digitalmente



JULIO INACIO HOLANDA TAVARES NETO

Data: 10/06/2026 10:31:59-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Julio Inacio Holanda Tavares Neto
Universidade Federal de Alagoas

Documento assinado digitalmente



DJAYR ALVES BISPO JUNIOR

Data: 10/06/2026 21:25:21-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Djayr Alves Bispo Junior
Universidade Federal de Alagoas

APROVEITAMENTO DE EXCEDENTES EÓLICOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE: UMA ABORDAGEM TÉCNICO-ENERGÉTICA COM BASE EM DADOS OPERACIONAIS REAIS

UTILIZATION OF SURPLUS WIND ENERGY FOR GREEN HYDROGEN PRODUCTION: A TECHNICAL-ENERGY APPROACH BASED ON REAL OPERATIONAL DATA

Erik Ananias Amorim Simões*

Leonardo Faustino Lacerda de Souza**

RESUMO

O presente trabalho avalia o potencial de aproveitamento da energia eólica excedente para a produção de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água. Parte-se do problema do *curtailment* em parques eólicos, que resulta em desperdício de energia renovável. O objetivo consiste em analisar a conversão desse excedente em hidrogênio por meio de um sistema de eletrólise do tipo membrana de troca protônica (PEM), considerando seu desempenho energético e econômico. A metodologia envolve a coleta e o tratamento de séries temporais operacionais, a seleção de dias representativos ponderados, a modelagem do fluxo energético do sistema e a simulação do comportamento anual da operação. São avaliadas variáveis como potência excedente disponível, energia redirecionada à eletrólise, produção de hidrogênio, fator de capacidade do eletrolisador e custo nivelado do hidrogênio (LCOH). Os resultados indicam que o aproveitamento dos excedentes eólicos permitiu estimar uma produção anual de 1.134,75 tH₂, com LCOH de 4,47 USD/kgH₂ no caso-base. Conclui-se que a integração entre excedentes eólicos e eletrólise PEM apresenta potencial para reduzir o desperdício de energia renovável e ampliar a produção de hidrogênio verde em cenários sujeitos a restrições operativas.

Palavras-chave: *curtailment*; energia eólica; hidrogênio verde.

ABSTRACT

This study evaluates the potential use of surplus wind energy for green hydrogen production through water electrolysis. It addresses the issue of curtailment in wind farms, which results in the waste of renewable energy. The objective is to analyze the conversion of this surplus electricity into hydrogen through a proton exchange membrane (PEM) electrolysis system, considering its energy and economic performance. The methodology involves the collection and processing of operational time-series data, the selection of weighted representative days, the modeling of the system energy flow, and the simulation of annual operating behavior. Variables such as available surplus power, energy redirected to electrolysis, hydrogen production, electrolyzer capacity factor, and levelized cost of hydrogen (LCOH) are evaluated. The results indicate that the use of surplus wind energy enabled an estimated annual production of 1,134.75 tH₂, with an LCOH of 4.47 USD/kgH₂ in the base case. It is concluded that the integration of surplus wind energy and PEM electrolysis has the potential to reduce renewable energy waste and expand green hydrogen production in scenarios subject to operational constraints.

Keywords: curtailment; wind energy; green hydrogen.

*Aluno da Universidade Federal de Alagoas, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Engenharia Elétrica - erik.simoes@ceca.ufal.br

**Prof. Dr. da Universidade Federal de Alagoas, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Engenharia Elétrica - leonardo.souza@ceca.ufal.br

1 INTRODUÇÃO

Desde 2004, o Brasil mantém a participação de fontes renováveis acima de 70% em sua matriz elétrica. Em 2025, esse perfil permaneceu consolidado, com essas fontes respondendo por 87,2% da capacidade instalada nacional, enquanto 89% da geração elétrica verificada no ano foi de origem limpa (MME, 2026). No mesmo período, o setor elétrico brasileiro alcançou 259,5 GW de capacidade instalada, com crescimento de 6% em relação ao ano anterior, reforçando a expansão do sistema no Sistema Interligado Nacional (SIN) (MME, 2026; ANEEL, 2026).

Nesse contexto, a fonte eólica possui papel estratégico na matriz elétrica nacional. O Brasil consolidou-se entre os principais mercados globais do setor, alcançando a 5ª posição mundial em capacidade instalada eólica onshore, com 33,7 GW registrados em 2024, segundo dados do Global Wind Report reportados pela ABEEólica. Em 2025, a fonte eólica já superava 35 GW instalados, destacando-se como uma das principais bases da geração renovável brasileira e reforçando sua relevância para a diversificação da matriz elétrica (ABEEÓLICA, 2025; GWEC, 2025).

Embora essa expansão contribua para a transição energética, ela também impõe desafios operacionais, entre os quais se destaca o *curtailment*. Esse fenômeno está relacionado à limitação, redução ou corte da geração quando a produção supera a capacidade de transmissão disponível ou a própria demanda do sistema (PONTES *et al.*, 2024).

A complexidade operativa aumenta com a expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), cuja capacidade instalada deve atingir 58 GW até 2029 (ONS, 2025b). Como esses recursos operam sem o controle ou supervisão do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), eles não participam dos cortes de geração. Essa dinâmica acaba por penalizar as usinas centralizadas, que arcam sozinhas com as restrições para garantir a estabilidade e a segurança do SIN. Embora necessária, essa prática resulta no desperdício significativo de energia limpa, reduzindo a eficiência dos investimentos e o fator de capacidade dos parques geradores eólicos e solares (SILVA, 2022).

Diante desse cenário, a produção de hidrogênio verde (H₂V) por eletrólise surge como uma solução estratégica, atuando como um pilar para a difusão de tecnologias de armazenamento e suporte à rede (IRENA, 2024). Este trabalho tem como intuito promover o H₂V como vetor para reduzir o desperdício de energia renovável, aproveitando a liderança do Brasil no mercado global de energia limpa (MME, 2026). A contribuição metodológica deste trabalho reside na integração de dados operacionais reais com modelos de simulação técnico-energética, permitindo uma avaliação aplicada da produção de H₂ em cenários de corte de geração.

O objetivo deste trabalho é modelar e simular, um sistema de produção de hidrogênio verde alimentado por excedentes eólicos sujeitos ao *curtailment*. A pesquisa busca quantificar a energia renovável potencialmente redirecionada ao processo de eletrólise, estimar a produção de hidrogênio associada e avaliar sua viabilidade econômica por meio do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH). Cabe ressaltar, que o escopo da pesquisa não contempla a análise em alta frequência dos componentes eletroeletrônicos, nem a modelagem detalhada de variações climatológicas, concentrando-se na macrotendência do fluxo energético, no balanço de energia do sistema e na avaliação técnica e econômica da proposta.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 *Curtilment e constrained-off*

O *curtailment* corresponde à redução ou limitação da geração elétrica disponível quando a energia produzida por fontes renováveis não pode ser integralmente absorvida pelo sistema elétrico. Em sistemas com elevada participação de fontes variáveis, como a geração eólica e

solar, esse fenômeno pode ocorrer por restrições de transmissão, limitações operativas, excesso momentâneo de geração ou necessidade de equilíbrio entre oferta e demanda. Como consequência, parte da energia renovável disponível deixa de ser aproveitada, reduzindo a eficiência energética do sistema e podendo afetar o desempenho econômico dos empreendimentos de geração (PARK *et al.*, 2023; GANTER *et al.*, 2025).

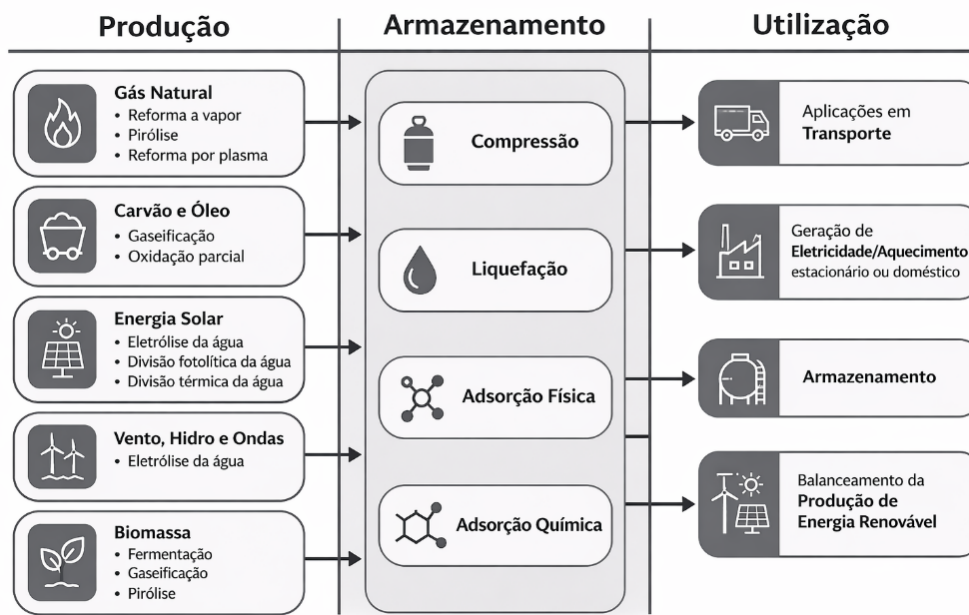
No contexto brasileiro, os eventos de limitação da geração renovável podem ser analisados a partir dos registros de restrição de operação por *constrained-off* disponibilizados pelo ONS. Segundo a rotina operacional do operador, o *constrained-off* eólico e fotovoltaico ocorre quando há redução da geração de usinas centralizadas ou de conjuntos considerados na programação do sistema. Essa limitação decorre de fatores externos às instalações das usinas, podendo estar associada a indisponibilidades externas, requisitos de confiabilidade elétrica ou razões energéticas (ONS, 2025a).

2.2 Rotas para produção de Hidrogênio

O hidrogênio (H_2) é o elemento químico mais abundante do universo e o mais leve entre os elementos conhecidos (ABDIN *et al.*, 2020). Na Terra, embora seja raramente encontrado de forma isolada na natureza, está amplamente presente em compostos orgânicos e, principalmente, na água, que recobre cerca de 70% da superfície terrestre. Suas características físicas principais incluem ser um gás incolor, inodoro e altamente inflamável sob condições normais de pressão e temperatura (GIELEN *et al.*, 2019; DAWOOD; ANDA; SHAFIULLAH, 2020).

Dada a necessidade de separação do elemento de suas fontes primárias, sua obtenção demanda processos tecnológicos específicos de extração e manejo. Historicamente, sua aplicação concentrou-se na indústria química como insumo. Contudo, sua ascensão como vetor energético abre novas perspectivas para o setor de energia, permitindo uma integração versátil entre diferentes rotas de produção, métodos de armazenamento e usos finais.

Figura 1 – Opções de produção, armazenamento e utilização do hidrogênio



Fonte: Adaptada de Abdin *et al.* (2020)

2.2.1 Processos de Obtenção e Classificação do Hidrogênio

Os processos de obtenção do hidrogênio fundamentam-se nos tipos de energia eletrolítica, térmica e fotolítica. De forma geral, a rota eletrolítica utiliza energia elétrica para promover a dissociação da água em hidrogênio e oxigênio; as rotas térmicas empregam calor ou reações termoquímicas para converter combustíveis fósseis, biomassa ou água em hidrogênio; e as rotas fotolíticas utilizam radiação luminosa, diretamente ou associada a processos biológicos, para favorecer a formação de hidrogênio (MARTINO *et al.*, 2021; CASTRO *et al.*, 2023). Esses eixos de conversão se desdobram em metodologias distintas que variam conforme a matéria-prima e a fonte primária utilizada (MARTINO *et al.*, 2021; CASTRO *et al.*, 2023). Segundo Dawood, Anda e Shafiullah (2020), a escolha da tecnologia de produção impacta diretamente a pureza do gás e a eficiência do sistema, influenciando sobretudo o custo-benefício frente às metas de descarbonização.

Tabela 1 – Categorias e processos de produção do hidrogênio

Categoria	Processo
Eletrolítica	Eletrólise da água
Térmica	Reforma do gás natural
	Reforma de bioderivados
	Gaseificação do carvão
	Gaseificação da biomassa
	Termólise da água
Fotolítica	Fotólise da água
	Biofotólise da água

Fonte: Adaptada de Castro *et al.* (2023)

Dentre os vários processos de produção de H_2 , três métodos predominam na obtenção deste vetor energético: a reforma do gás natural, a gaseificação de carvão e a eletrólise da água (UYSAL *et al.*, 2021; YU *et al.*, 2021).

Para diferenciar o impacto ambiental de cada processo, a literatura técnica utiliza um espectro de cores que classifica o hidrogênio de acordo com sua intensidade de emissões de carbono e o uso de tecnologias de captura e armazenamento (CCUS). Essa distinção, fundamental para a precificação estratégica e para o cumprimento de metas climáticas (EPE, 2021), define as principais categorias de classificação (IEA, 2019; EPE, 2021; CASTRO *et al.*, 2023).

O hidrogênio preto, cinza ou marrom é produzido a partir de combustíveis fósseis, como hulha, gás natural e lignito, sem retenção das emissões. O hidrogênio azul também possui origem fóssil, predominantemente no gás natural, mas é combinado com sistemas CCUS para redução das emissões associadas ao processo. O hidrogênio turquesa é obtido via pirólise do metano, gerando carbono sólido em vez de CO_2 gasoso. Já as classificações rosa e amarelo referem-se ao hidrogênio produzido por eletrólise, diferenciando-se pela fonte elétrica utilizada, respectivamente nuclear e rede elétrica. Por fim, o hidrogênio verde é produzido exclusivamente por eletrólise da água com eletricidade proveniente de fontes renováveis (EPE, 2021; CASTRO *et al.*, 2023).

Tabela 2 – Classificação do hidrogênio por cores e rotas de produção

Classificação do Hidrogênio	Rota tecnológica de produção
Preto	Gaseificação do carvão mineral (sem CCUS)
Cinza	Reforma do gás natural (sem CCUS)
Marrom	Gaseificação do lignito (sem CCUS)
Azul	Reforma do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano (sem CO_2)
Rosa	Eletrólise da água com energia nuclear
Amarelo	Eletrólise da água com energia do SIN
Verde	Eletrólise da água com energia renovável

Fonte: Adaptada de EPE (2021) e Castro *et al.* (2023)

2.2.2 Hidrogênio Verde e Eletrólise da Água

O hidrogênio verde (H_2V) é definido por sua obtenção via eletrólise da água alimentada exclusivamente por fontes renováveis. Nesse processo eletroquímico de produção, não há emissões diretas de gases de efeito estufa, desde que a eletricidade empregada seja de origem renovável, alinhando-se às metas globais de descarbonização (IRENA, 2024; MOURA, 2024). Esse processo utiliza eletrolisadores para promover a dissociação da molécula de água (H_2O) em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) mediante a aplicação de corrente elétrica (CONNELL *et al.*, 2020). A reação global pode ser representada por:



Entre as tecnologias de eletrólise empregadas destacam-se os sistemas alcalinos (ALK), os de óxido sólido (SOEC) e os de membrana de troca protônica (PEM). Apesar das diferenças construtivas e operacionais, tais tecnologias compartilham elementos fundamentais, como a presença de eletrólito para condução iônica, eletrodos nos quais ocorrem as reações de oxirredução, membrana ou separador para impedir a recombinação dos gases e necessidade de alimentação por corrente contínua (BENGHANEM *et al.*, 2023).

Dentre essas configurações, os eletrolisadores de membrana de troca protônica (PEM) distinguem-se, em relação aos sistemas alcalinos convencionais, pela maior densidade de corrente, maior compactidade construtiva e reduzida inércia térmica. A condução protônica em meio sólido possibilita resposta dinâmica mais rápida às variações de potência elétrica quando comparada às demais tecnologias, característica particularmente relevante em cenários de integração com fontes renováveis intermitentes (GUILBERT; VITALE, 2019; IRENA, 2024). Essa flexibilidade operacional permite que o sistema acompanhe flutuações de geração eólica em curtos intervalos de tempo, favorecendo sua aplicação em estratégias de absorção de excedentes energéticos (GUILBERT; VITALE, 2019; FARIA, 2025).

No contexto brasileiro, o H_2V assume um papel estratégico como mecanismo de flexibilização da oferta. Diante do aumento do *curtailment* no SIN, o hidrogênio permite converter excedentes energéticos, que seriam desperdiçados por limitações da rede, em um ativo químico estocável (SILVA, 2022; FARIA, 2025). A principal vantagem técnica em relação às baterias de lítio é sua densidade energética específica, da ordem de 120 MJ/kg LHV, que possibilita armazenamento de longa duração e sazonal, permitindo que a energia gerada nos meses de forte safra de ventos seja

utilizada em períodos de baixa geração (ABEEÓLICA, 2025; FARIA, 2025).

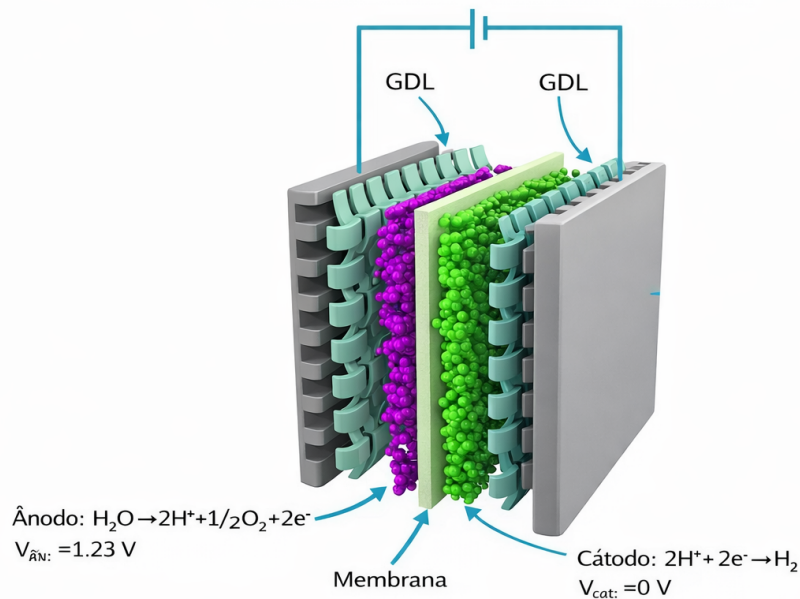
Apesar de seu potencial, a cadeia do hidrogênio envolve desafios associados à sua baixa densidade volumétrica em condições ambientes, exigindo compressão a altas pressões ou liquefação criogênica para armazenamento e transporte, etapas que implicam consumo energético adicional. Tais características reforçam a necessidade de análise técnica detalhada das condições operacionais do processo de eletrólise e de sua integração com a rede elétrica (IEA, 2019).

2.2.3 Eletrolisador PEM

A principal vantagem dessa tecnologia reside em sua rápida resposta dinâmica frente às oscilações no fornecimento de energia, característica importante para a integração com fontes renováveis variáveis (FARIA, 2025). Diferentemente de outras rotas, a tecnologia PEM apresenta tempo de resposta na faixa de milissegundos, bem como uma faixa de operação mais ampla. Considera-se ainda que um sistema PEM pode ser mantido em modo *stand-by* com consumo mínimo de energia e operar acima da carga nominal por curtos intervalos.

A estrutura fundamental de uma célula PEM é composta por uma membrana polimérica revestida por catalisadores (MEA – *Membrane Electrode Assembly*), camadas de difusão de gás (GDL – *Gas Diffusion Layers*) e placas bipolares condutoras (GUILBERT; VITALE, 2019). Essa membrana desempenha papel crítico como eletrólito sólido e separador físico entre os eletrodos, garantindo que o hidrogênio gerado no cátodo e o oxigênio produzido no ânodo permaneçam isolados para evitar misturas indesejadas (HOSSAIN *et al.*, 2023; MELO, 2024).

Figura 2 – Camadas do eletrolisador PEM



Fonte: Adaptado de Melo (2024)

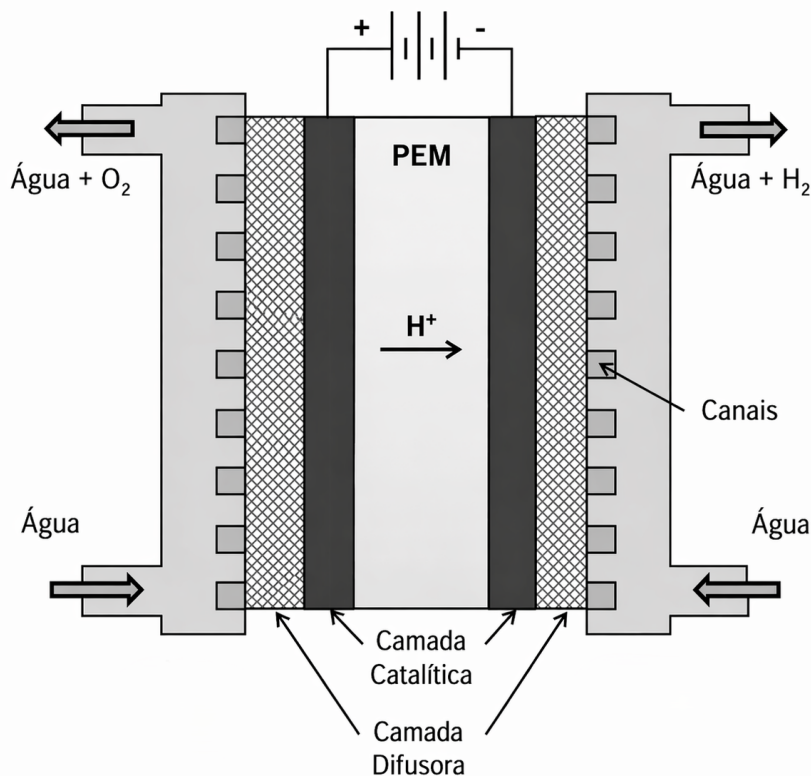
O processo eletroquímico é impulsionado pela aplicação de uma corrente contínua que força a movimentação de prótons através da célula. No ânodo, a água é introduzida e difunde-se até a camada catalítica, onde ocorre a reação de oxidação:



Enquanto os elétrons seguem pelo circuito externo, os prótons (H^+) atravessam seletivamente a membrana em direção ao cátodo (MELO, 2024). Ao alcançarem o terminal negativo, os prótons se combinam com os elétrons na reação de redução, resultando na produção de hidrogênio de alta pureza:



Figura 3 – Esquema de eletrólise PEM



Fonte: Adaptado de Melo (2024)

Além da descrição eletroquímica baseada nas reações de oxidação e redução, a produção de hidrogênio em sistemas de eletrólise também pode ser avaliada por meio do consumo específico de energia, normalmente expresso em kWh/kgH₂ (FRANCO; GIOVANNINI, 2023). Esse indicador representa a quantidade de energia elétrica efetivamente necessária para produzir uma unidade de massa de hidrogênio, permitindo relacionar diretamente a energia consumida pelo eletrolisador à produção obtida. Diferentemente do limite termodinâmico ideal, o consumo específico utilizado em aplicações reais apresenta valores mais elevados justamente por incorporar perdas associadas ao funcionamento do sistema, como sobretensões, resistências ôhmicas e consumo de equipamentos auxiliares. Dessa forma, esse indicador permite estimar a produção de hidrogênio de maneira mais representativa em condições operacionais reais, especialmente em análises técnico-energéticas de sistemas de maior escala (FRANCO; GIOVANNINI, 2023).

2.3 Análise Econômica

A transição para uma economia de baixo carbono exige que o hidrogênio verde seja competitivo frente às rotas fósseis. Para mensurar essa viabilidade, utiliza-se o Custo Nivelado do Hidrogênio

(LCOH), que permite avaliar o custo médio de produção do hidrogênio ao longo do ciclo de vida do projeto.

2.3.1 Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)

O LCOH adapta o conceito de custo nivelado para a produção de massa de hidrogênio. Segundo Borba (2025), sob uma perspectiva microeconômica, o LCOH é a métrica que equaliza o valor presente das receitas e dos custos, determinando o preço mínimo de venda para que o projeto seja financeiramente sustentável.

De acordo com Borges *et al.* (2024), o LCOH é altamente sensível ao fator de capacidade do eletrolisador. Embora o uso de energia excedente reduza o custo do insumo elétrico, a operação intermitente pode elevar o custo nivelado devido à subutilização do CAPEX do eletrolisador PEM. Por fim, Baral e Šebo (2024) reforçam que a integração de sistemas híbridos e a otimização térmica podem reduzir o LCOH a níveis competitivos, especialmente quando integrados a infraestruturas de larga escala.

2.3.2 Formulação Matemática

Neste trabalho, adota-se uma formulação anualizada do LCOH, na qual os custos anuais equivalentes do sistema de eletrólise são relacionados à produção anual de hidrogênio. A formulação adotada é apresentada na Equação 4:

$$LCOH = \frac{CAPEX_{\text{anualizado}} + OPEX_{\text{anual}} + C_{\text{rep}} + C_{\text{energia}}}{m_{H_2, \text{anual}}} \quad (4)$$

em que $CAPEX_{\text{anualizado}}$ representa o custo anualizado de capital do sistema de eletrólise; $OPEX_{\text{anual}}$ corresponde aos custos anuais de operação e manutenção; C_{rep} representa o custo anual equivalente associado à reposição do conjunto de células do eletrolisador; C_{energia} corresponde ao custo anual da energia elétrica consumida no processo; e $m_{H_2, \text{anual}}$ corresponde à massa anual de hidrogênio produzida. Todos os termos do numerador são expressos em USD/ano, enquanto $m_{H_2, \text{anual}}$ é expresso em kgH₂/ano, resultando em um LCOH em USD/kgH₂. A anualização do investimento é realizada por meio do Fator de Recuperação de Capital (FRC), conforme apresentado nas Equações 5 e 6:

$$CAPEX_{\text{anualizado}} = CAPEX_{\text{total}} \cdot FRC \quad (5)$$

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6)$$

em que $CAPEX_{\text{total}}$ representa o investimento total do sistema de eletrólise; FRC é o fator de recuperação de capital; i corresponde à taxa de desconto anual; e n representa a vida útil do projeto, em anos. Essa abordagem permite converter o investimento inicial em uma série uniforme de custos anuais equivalentes, possibilitando sua incorporação ao cálculo do LCOH (AGORA INDUSTRY; AGORA ENERGIEWENDE, 2024).

O armazenamento não foi incluído nesta análise por delimitação da fronteira econômica adotada, uma vez que o LCOH foi calculado para o hidrogênio na saída do sistema de eletrólise. Essa abordagem é consistente com a metodologia H2A do DOE, que trata separadamente os custos

de produção e os custos de entrega, os quais incluem etapas como compressão, armazenamento e transporte (DOE, 2024). Dessa forma, o LCOH estimado deve ser interpretado como custo nivelado de produção do hidrogênio, não como custo entregue ao consumidor final. Custos associados à compressão, armazenamento, transporte e distribuição não foram incorporados ao cálculo principal, pois dependem da aplicação final do hidrogênio, da tecnologia de estocagem adotada, da pressão de operação, da escala de armazenamento e da logística de escoamento. Essas etapas são reconhecidas como relevantes, mas permanecem fora da fronteira de análise deste estudo.

2.4 Representação Temporal por Dias Representativos

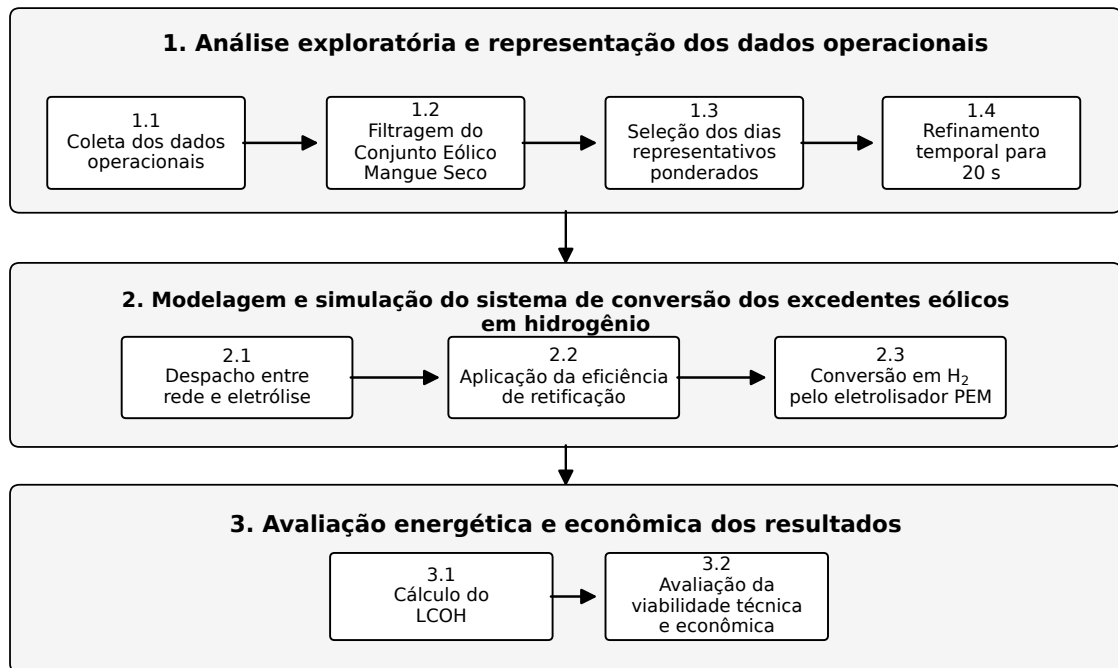
Para mitigar o elevado custo computacional de simulações dinâmicas em sistemas com fontes renováveis intermitentes, a literatura emprega estratégias de agregação de séries temporais (TEICHGRAEBER; BRANDT, 2022). Essa técnica consiste em substituir a série integral por um conjunto reduzido de períodos representativos, permitindo capturar variações sazonais e de curto prazo associadas à geração renovável, à demanda e aos excedentes energéticos, sem eliminar a dimensão temporal da análise (YEGANEFAR; AMIN-NASERI; SHEIKH-EL-ESLAMI, 2020).

A seleção desses períodos pode ser realizada por diferentes procedimentos, incluindo heurísticas, algoritmos de agrupamento (*clustering*) e métodos baseados em otimização (TEICHGRAEBER; BRANDT, 2022). Em abordagens baseadas em períodos representativos, cada perfil selecionado pode receber um peso correspondente à sua frequência de ocorrência na série original, possibilitando a anualização dos resultados técnicos e econômicos (YEGANEFAR; AMIN-NASERI; SHEIKH-EL-ESLAMI, 2020). A validade dessa abordagem depende do problema analisado e deve ser verificada pela comparação de grandezas entre a série original e a série reduzida. Essa verificação é relevante em dados eólicos, nos quais a agregação pode suavizar variabilidades importantes (TEICHGRAEBER; BRANDT, 2022).

3 METODOLOGIA

O presente artigo foi conduzido como um estudo aplicado e quantitativo, fundamentado em séries temporais operacionais do setor elétrico brasileiro, com o objetivo de estimar o aproveitamento de excedentes eólicos para a produção de hidrogênio verde por eletrólise PEM. A metodologia adotada compreendeu a construção da base de dados operacional, a seleção de dias representativos ponderados, o ajuste da resolução temporal dos perfis simulados, a modelagem do fluxo energético do sistema e a avaliação dos resultados por indicadores energéticos e econômicos.

A metodologia foi estruturada em três etapas principais: (i) tratamento e representação dos dados operacionais, (ii) modelagem e simulação do sistema de conversão dos excedentes eólicos em hidrogênio e (iii) avaliação energética e econômica dos resultados. Essa estrutura permite manter a aderência às condições operativas reais, viabilizar a integração das séries temporais ao modelo de simulação e avaliar o desempenho energético e econômico da configuração proposta.

Figura 4 – Estrutura da metodologia

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

3.1 Base de Dados Operacionais

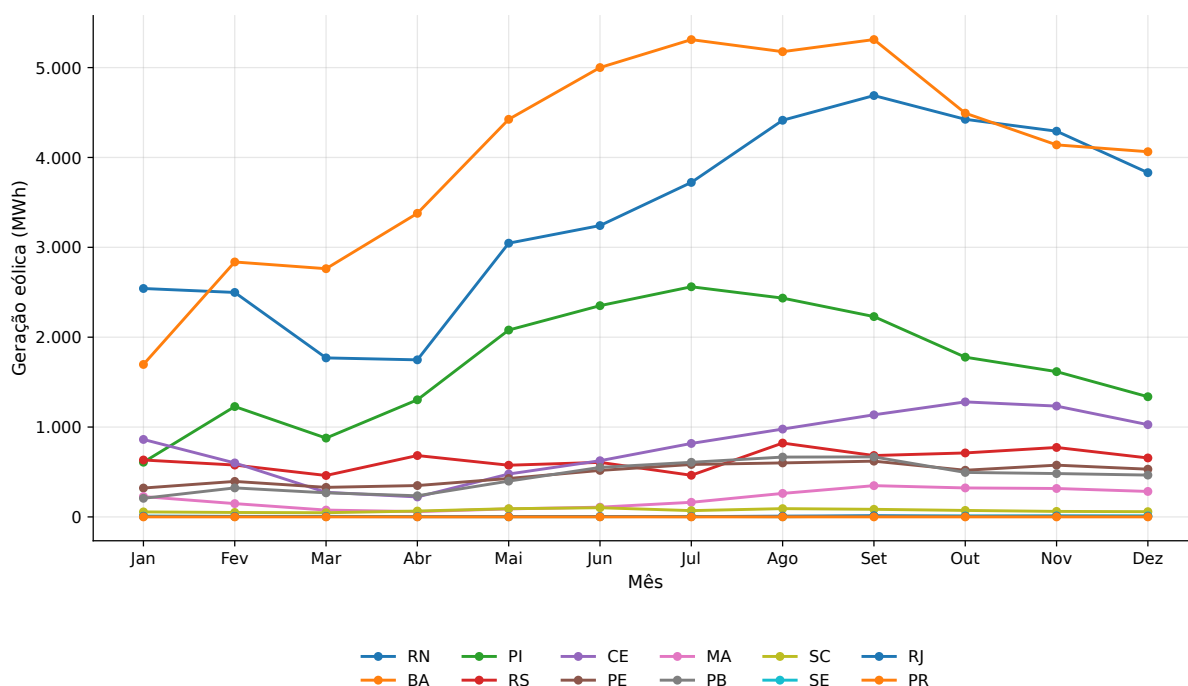
Diferentemente de abordagens baseadas apenas em séries sintéticas ou modelos estocásticos, este artigo utiliza dados públicos de operação disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em seu Portal de Dados Abertos. Foram utilizados registros associados à apuração de restrições operativas em usinas eólicas, organizados em série temporal com periodicidade semihorária (30 minutos), de modo a preservar a variabilidade observada na operação real do sistema elétrico brasileiro (ONS, 2025a). Considerando que a base de dados contempla usinas eólicas de todo o país, adotou-se como estudo de caso o Conjunto Eólico Mangue Seco, composto por quatro usinas de 26 MW cada, totalizando 104 MW, localizado no estado do Rio Grande do Norte (V2I ENERGIA, 2024). A escolha considera a representatividade regional da geração eólica no país. A Tabela 3 apresenta os valores mensais de geração em MWh, permitindo observar a participação relativa de cada região no cenário nacional.

Tabela 3 – Valores mensais de geração eólica por região (MWh)

Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
RN	2.541,8	2.497,9	1.769,5	1.747,9	3.046,0	3.242,0	3.722,1	4.413,9	4.688,8	4.424,6	4.292,4	3.830,8
BA	1.696,5	2.836,9	2.762,2	3.378,3	4.424,3	5.000,5	5.311,3	5.177,2	5.312,0	4.492,9	4.140,1	4.064,0
PI	608,6	1.228,1	877,2	1.303,2	2.079,3	2.350,7	2.561,0	2.434,8	2.229,3	1.777,5	1.616,8	1.337,4
RS	633,3	577,2	461,0	682,9	575,2	607,0	463,3	821,8	683,0	711,8	772,9	656,1
CE	862,0	600,7	273,9	222,0	477,2	625,3	817,5	977,4	1.136,2	1.279,9	1.233,3	1.062,6
PE	321,3	395,0	328,9	349,0	427,6	517,5	583,4	600,9	620,5	549,2	575,9	531,1
MA	226,4	148,1	76,1	59,1	89,1	108,5	162,5	261,5	347,8	322,4	316,3	283,5
PB	207,0	322,8	268,0	235,3	398,2	550,9	607,7	665,8	667,7	495,0	482,5	468,5
SC	55,7	49,4	46,7	65,2	91,4	102,1	70,0	92,1	84,5	72,1	61,3	58,4
SE	8,7	5,8	5,9	4,0	1,9	2,6	5,5	2,3	8,6	10,7	11,4	12,0
RJ	6,2	5,2	4,3	2,5	3,8	4,9	3,1	8,6	13,1	7,1	8,3	5,9
PR	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4	0,4	0,2	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3

Fonte: Adaptado de ABEEólica (2025)

A partir da Tabela 3, é possível identificar a forte concentração da geração eólica na região Nordeste, com destaque para os estados da Bahia e do Rio Grande do Norte. No recorte anual, a Bahia liderou a geração eólica com 35,59 TWh, enquanto o Rio Grande do Norte ocupou a segunda posição com 29,47 TWh, evidenciando a relevância desses estados no contexto nacional (ABEEÓLICA, 2025).

Gráfico 1 – Geração por estado, 2024

Fonte: Adaptado de ABEEólica (2025)

O Gráfico 1 complementa a Tabela 3 ao apresentar os valores mensais de geração em MWmed, permitindo visualizar a distribuição ao longo do ano e a consistência do protagonismo regional. Assim, a seleção do Conjunto Eólico Mangue Seco, no Rio Grande do Norte, é coerente com um cenário de elevada participação da fonte eólica no estado. Além da perspectiva futura, a localização costeira do estudo de caso pode permitir avaliar arranjos com dessalinização e uso de água do mar como suprimento hídrico do processo em estudos futuros. Nas etapas subsequentes,

essas séries operacionais são tratadas e refinadas temporalmente para servirem como entrada nas simulações do sistema e da produção de hidrogênio por eletrólise.

3.2 Seleção dos dias representativos

A base operacional utilizada possui 17.520 registros semihorários, correspondentes aos 365 dias do ano de 2025. Esse volume de dados é adequado para caracterizar a operação anual do Conjunto Eólico Mangue Seco, entretanto, sua utilização integral nas simulações dinâmicas elevaria o custo computacional, sobretudo após o ajuste da resolução temporal para o modelo de simulação. Por esse motivo, a série anual foi reduzida a um conjunto de dias representativos, selecionados a partir dos períodos em que houve eventos de *curtailment* registrados. A redução da série foi realizada a partir de critérios estatísticos e energéticos, sem escolha arbitrária dos dias simulados, de modo que a amostra preservasse a distribuição temporal e a intensidade dos eventos de excedente observados na base anual.

O procedimento foi desenvolvido em duas etapas. Na primeira, os dias válidos de cada mês foram ordenados de acordo com a energia excedente diária e divididos em três classes, sendo elas baixo, médio e alto excedente, que foram definidas por tercís. Em seguida, para cada combinação entre mês e classe, selecionou-se o dia em que a energia diária fosse mais próxima da mediana do respectivo grupo. Cada representante mensal recebeu um peso correspondente ao número de dias reais pertencentes àquela classe, formando uma amostra intermediária de 36 dias representativos.

Na etapa seguinte, a amostra mensal foi consolidada em 12 dias, organizados por trimestre e classe de excedente. Para cada agrupamento, foi escolhido o dia mais próximo da média ponderada de energia entre os representantes mensais. O peso final de cada representante trimestral foi definido pela soma dos pesos mensais da respectiva classe no trimestre, de modo que cada dia simulado representasse um conjunto de dias reais da série anual, permitindo a anualização dos resultados obtidos nas simulações. Por fim, representatividade da amostra foi avaliada pela comparação entre a energia excedente anual obtida pela base original e a energia estimada pela amostra ponderada.

3.3 Análise Exploratória dos Dados

Com os dias representativos definidos, os perfis selecionados mantinham a resolução temporal original da base operacional, composta por registros semihorários disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Para possibilitar sua aplicação na modelagem proposta, foi realizado um refinamento temporal da série de potência, convertendo os registros semihorários em uma série com intervalos de 20 segundos. Esse procedimento teve como objetivo fornecer pontos de entrada mais frequentes ao modelo, permitindo uma representação mais contínua da variação da potência eólica ao longo do período analisado.

O refinamento temporal foi realizado por meio de interpolação linear, procedimento no qual os valores intermediários são estimados a partir da variação proporcional entre dois pontos consecutivos da série original. A escolha desse método, em vez de ajustes por curvas de maior complexidade, foi adotada para preservar a tendência geral da potência ativa registrada, sem introduzir oscilações artificiais ou picos inexistentes nos dados originais. Essa abordagem é coerente com estudos de modelagem energética com fontes renováveis, nos quais o aumento da resolução temporal de séries solares e eólicas é apontado como relevante para representar com maior fidelidade a variabilidade dessas fontes em análises de sistemas energéticos (OMOEYELE *et al.*, 2024).

3.4 Modelagem e Simulação do Sistema

A modelagem do sistema foi desenvolvida a partir dos perfis de potência excedente obtidos após o tratamento dos dados, a seleção dos dias representativos e o refinamento temporal da série. O objetivo do modelo foi representar o fluxo energético desde a identificação da parcela de energia não aproveitada pela rede até sua conversão em hidrogênio verde por meio da eletrólise PEM.

Para isso, o sistema foi organizado em três blocos principais: lógica de despacho dos excedentes, interface de retificação e sistema de eletrólise. O primeiro bloco define a parcela da potência eólica destinada à rede e a parcela excedente direcionada ao processo de produção de hidrogênio. O segundo bloco representa a conversão da potência em corrente alternada para corrente contínua, considerando as perdas associadas à etapa de retificação. Por fim, o bloco de eletrólise utiliza a potência disponível em corrente contínua para representar a operação do sistema PEM e estimar a produção de hidrogênio.

3.4.1 Lógica de Despacho e Gerenciamento de Excedentes

O procedimento de simulação é iniciado pelo bloco de entrada, responsável por processar a série temporal de potência eólica dos dias representativos, refinada para intervalos de 20 segundos. Para representar a condição operativa associada ao SIN e o fenômeno do *curtailment*, foi implementado um subsistema de decisão baseado no limite de injeção de potência na rede elétrica. A lógica de decisão opera sob o princípio da priorização da rede, comparando continuamente a potência eólica disponível com o limite operacional indicado na base de dados do ONS.

No cenário em que a potência eólica disponível é inferior ou igual ao limite operacional considerado, toda a potência é direcionada ao atendimento da rede elétrica. Nessa condição, não há excedente disponível para o sistema de eletrólise. Por outro lado, quando a potência eólica ultrapassa o limite de injeção e há registro de restrição associado *curtailment*, a parcela compatível com a rede é mantida para suprimento elétrico, enquanto a diferença entre a potência disponível e o limite operacional é direcionada ao processo de produção de hidrogênio. Nos intervalos sem registro de restrição, a potência excedente não foi considerada como recurso aproveitável, evitando a superestimação da energia disponível para eletrólise.

3.4.2 Interface de Retificação e Eficiência

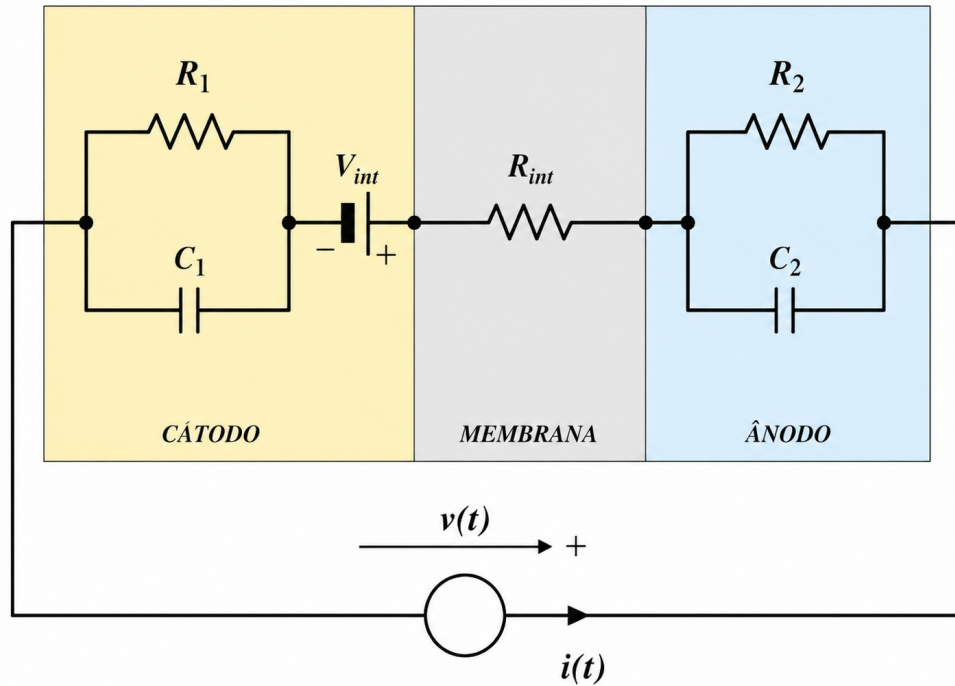
Como o processo de eletrólise demanda alimentação em corrente contínua (CC), a interface entre o algoritmo de despacho e o eletrolisador foi modelada através de um bloco de retificação de potência. De acordo com os parâmetros operacionais adotados, este bloco aplica um ganho fixo de 0,975, o que representa uma eficiência global de 97,5% no processo de conversão. Essa configuração é fundamentada em estudos comparativos de tecnologias de retificação industrial em escala de megawatts, que indicam que a eficiência combinada do transformador e do retificador (especialmente os baseados em tiristores de 24 pulsos) situa-se rotineiramente nesse patamar (GAO; WANG; MENG, 2024). A inclusão desta etapa na simulação é fundamental para garantir que as perdas inerentes à eletrônica de potência sejam contabilizadas, resultando em um balanço energético condizente com as perdas reais de uma planta industrial.

3.4.3 Modelagem do Eletrolisador PEM

O modelo adotado fundamenta-se nos estudos de Guilbert e Vitale (2019), que investigam o comportamento dinâmico do eletrolisador sob variações rápidas de corrente. A topologia proposta utiliza um circuito RC paralelo para representar a resposta transitória do sistema,

incorporando uma tensão reversa necessária para superar o potencial termodinâmico da reação e uma resistência ôhmica interna que representa a membrana polimérica (GUILBERT; VITALE, 2019).

Figura 5 – Esquema elétrico equivalente do eletrolisador PEM



Fonte: Adaptado de Guilbert e Vitale (2019)

Assume-se a igualdade entre as capacitâncias de dupla camada, uma vez que as quantidades de carga envolvidas no processo são equivalentes. As perdas associadas às reações eletroquímicas de oxidação da água e formação de hidrogênio são representadas pelas resistências de ativação. Esses componentes possuem valores distintos, visto que o ânodo modela tanto a energia de Gibbs quanto as perdas térmicas, enquanto o cátodo restringe-se apenas às perdas térmicas (MELO, 2024). Adicionalmente, a membrana de troca protônica é representada pela resistência interna, associada à oposição ôhmica à passagem de prótons. A Tabela 4 apresenta o valor de todos os elementos presentes na topologia do circuito.

Tabela 4 – Parâmetros do modelo

R_1	C_1	V_{int}	R_2	C_2	R_{int}
0,035 Ω	37,26 F	4,38 V	0,318 Ω	37,26 F	0,088 Ω

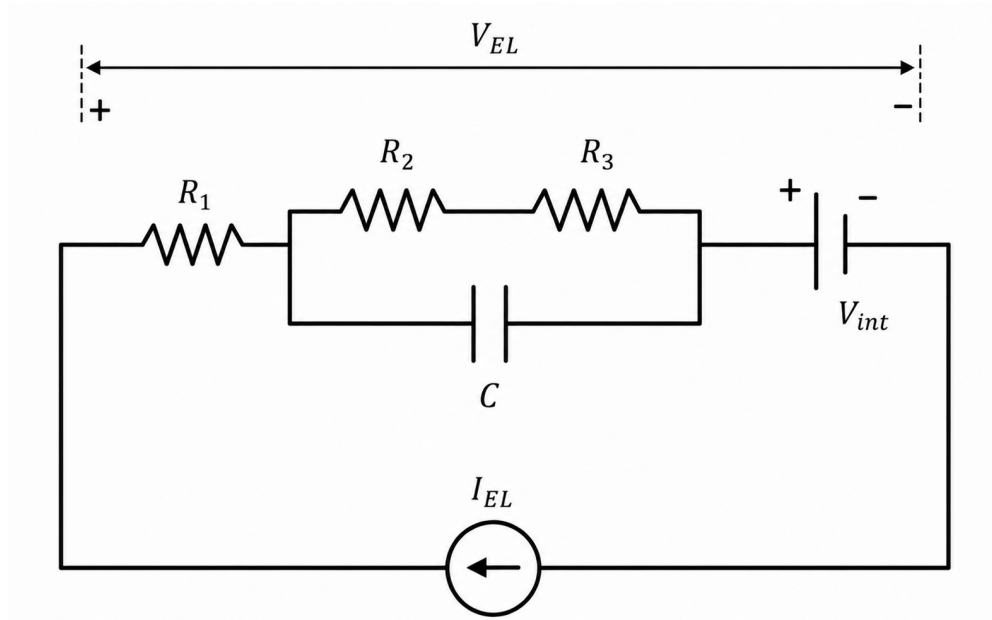
Fonte: Adaptado de Guilbert e Vitale (2019)

Apesar de a topologia de circuito equivalente descrita ter sido validada para um eletrolisador experimental de 400 W (GUILBERT; VITALE, 2019), a análise de sistemas de potência integrados a parques eólicos exige a representação de plantas em escala industrial.

Nesse contexto, este trabalho utiliza a metodologia de escalonamento fundamentada em Hossain *et al.* (2023). O modelo de 1 MW é obtido através da associação em série e paralelo de células individuais, apresentando uma adaptação com apenas um loop RC, compatível com o

equipamento de 400 W e validado para outro equipamento real de 1 MW. A nova topologia é apresentada na Figura 6, com seus parâmetros atualizados na Tabela 5.

Figura 6 – Modelo elétrico ajustado



Fonte: Adaptado de Hossain *et al.* (2023)

Tabela 5 – Parâmetros atualizados

R_1	C	V_{int}	R_2	R_3
0,088 Ω	18,63 F	4,38 V	0,63636 Ω	0,0636 Ω

Fonte: Adaptado de Hossain *et al.* (2023)

Essa abordagem permite que a resposta dinâmica e os efeitos capacitivos validados em pequena escala sejam transpostos para o nível de MW, garantindo a precisão da simulação frente aos dados de alta resolução do ONS. As principais relações definidas entre tensão, corrente e associação dos equipamentos são apresentadas nas equações abaixo.

$$\begin{cases} V_{stack} = N_S V_{EL} \\ I_{stack} = N_P I_{EL} \\ P_{stack} = V_{stack} I_{stack} \end{cases} \quad (7)$$

em que V_{stack} e I_{stack} representam, respectivamente, a tensão e a corrente elétrica equivalentes nos terminais do arranjo de eletrolisadores modelado, obtido a partir da associação em série (N_S) e em paralelo (N_P) de elementos individuais. V_{EL} e I_{EL} correspondem às grandezas elétricas de cada eletrolisador, e P_{stack} indica a potência total consumida pelo conjunto.

3.4.4 Dimensionamento e Potência Nominal do Sistema de Eletrólise

A potência nominal do sistema de eletrólise foi definida a partir da análise estatística da série temporal completa da potência excedente validada do Conjunto Eólico Mangue Seco,

correspondente à parcela de potência renovável que, na condição operacional analisada, não seria absorvida pela rede elétrica. Foram incluídos também os intervalos de excedente nulo, de modo a representar com maior fidelidade o fator de capacidade real do sistema de eletrólise.

Como critério de dimensionamento, adotou-se o terceiro quartil, equivalente ao percentil 75 da distribuição de potência, cujo valor na base de dados foi de aproximadamente 22,38 MW. A escolha dessa métrica permite identificar uma faixa superior recorrente da operação sem utilizar os picos instantâneos como referência direta, evitando o superdimensionamento do sistema para eventos de curta duração e reduzindo o risco de ociosidade do ativo. A partir desse indicador, estabeleceu-se a potência nominal do sistema em 20 MW, viabilizando uma configuração modular composta por vinte unidades PEM de 1 MW.

3.4.5 Quantificação da Produção de Hidrogênio

A produção de hidrogênio foi estimada a partir da energia elétrica consumida pelo sistema de eletrólise. Para isso, adotou-se o consumo específico de energia como parâmetro de conversão entre a eletricidade e a massa de hidrogênio produzida, conforme discutido na fundamentação teórica. Esse indicador permite representar, de forma agregada, as perdas associadas à operação real do eletrolisador, eliminando a necessidade de modelar individualmente cada mecanismo de perda no cálculo da produção. Neste trabalho, adotou-se o valor de 55 kWh/kgH₂ para esse parâmetro. Esse montante é compatível com a faixa de 55 a 60 kWh/kgH₂ reportada para eletrolisadores de baixa temperatura em escala de megawatts, como os sistemas alcalinos e PEM, além de estar alinhado ao indicador de aproximadamente 57 kWh/kgH₂ utilizado pelo DOE para sistemas PEM atuais (FRANCO; GIOVANNINI, 2023; DOE, 2024).

3.4.6 Premissas para o Cálculo do LCOH

Para a definição dos parâmetros utilizados no cálculo do LCOH, priorizou-se o alinhamento entre a tecnologia adotada, a escala do sistema e a composição dos custos de investimento. Dessa forma, o relatório do U.S. Department of Energy (DOE) foi utilizado como referência principal para a tecnologia PEM, por apresentar parâmetros técnicos e econômicos específicos para eletrolisadores comerciais atuais. Esse documento contempla o CAPEX instalado, a vida útil do sistema, o consumo específico e os parâmetros de reposição do conjunto de células do eletrolisador.

A adoção de valores baseados em CAPEX instalado evita a utilização direta de custos puramente manufaturados, que não incorporam integralmente despesas associadas à implantação do sistema, como engenharia, aquisição, construção, transporte, licenciamento e contingências (BADGETT *et al.*, 2024).

A IRENA (2020) destaca que, para sistemas PEM acima de 10 MW, o CAPEX pode variar em função da escala, da tecnologia e do grau de maturidade do projeto. No entanto, esses valores foram utilizados apenas para contextualizar a faixa de custos observada na literatura. Para o cálculo do LCOH, adotou-se como referência principal o valor de USD 2.000/kW apresentado pelo DOE (2024). Além do CAPEX, foram adotados vida útil do sistema de 30 anos, intervalo de reposição do conjunto de células de 40.000 horas de operação e custo de substituição equivalente a 11% do CAPEX instalado total. O OPEX anual fixo foi definido em 2% do CAPEX, conforme Baral e Šebo (2024), e a taxa de desconto foi adotada em 9,57% ao ano, conforme a metodologia da Agora Industry e Agora Energiewende (2024) para o contexto brasileiro.

O custo da energia elétrica foi considerado nulo no caso-base, uma vez que o estudo avalia o uso de excedentes eólicos sujeitos a restrição operacional, que não seriam aproveitados pelo sistema elétrico na condição analisada. O custo da água, embora necessário à operação física da eletrólise, não foi considerado como variável principal no cálculo, devido à sua baixa participação

relativa no LCOH quando comparado aos custos de capital, operação e energia, conforme observado em estudos técnico-econômicos de produção de hidrogênio por eletrólise (YATES *et al.*, 2020).

Tabela 6 – Premissas técnicas e econômicas adotadas para o cálculo do LCOH

Parâmetro	Valor adotado
CAPEX instalado	USD 2.000/kW
OPEX anual fixo	2% do CAPEX
Custo de reposição do conjunto de células	11% do CAPEX
Consumo específico de referência	55 kWh/kg H ₂
Vida útil do sistema	30 anos
Intervalo de reposição do conjunto de células	40.000 h
Taxa de desconto	9,57% a.a.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

4 RESULTADOS

4.1 Validação da amostra representativa

A base completa de 2025 foi composta por 17.520 registros semihorários, correspondentes a 365 dias de operação, no intervalo de 01/01/2025 a 31/12/2025. Foram construídas duas amostras, uma amostra mensal, com 36 perfis diários, e uma amostra trimestral, com 12 perfis diários. A validação da redução amostral foi realizada pela comparação entre a energia anual validada da base completa e a energia estimada pelas amostras ponderadas. Os resultados são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Validação energética das amostras representativas

Base analisada	Nº de perfis diários	Energia excedente diária (MWh)	Erro relativo (%)
Base anual validada	365	115.868,098	—
Amostra mensal	36	112.757,391	2,68
Amostra trimestral	12	108.935,488	5,98

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

A amostra mensal de 36 dias apresentou maior aderência à base anual, com erro relativo de 2,68%. Esse resultado era esperado, uma vez que essa configuração preserva um representante para cada combinação entre mês e classe de excedente, mantendo maior detalhamento temporal ao longo do ano.

A amostra trimestral de 12 dias apresentou erro relativo de 5,98% em relação à base anual validada. Embora esse valor represente uma perda de precisão em comparação com a amostra mensal, a redução permite diminuir de 365 para 12 o número de perfis diários a serem simulados, correspondendo a uma redução de aproximadamente 96,7% na quantidade de simulações diárias. Assim, a amostra trimestral foi considerada adequada para a etapa de simulação, cada trimestre foi representado por três classes de excedente: baixo, médio e alto. O peso trimestral indica a quantidade de dias da base anual representada por cada perfil diário.

Tabela 8 – Perfis diários selecionados na amostra trimestral

Trimestre	Classe excedente	Dia representativo	Energia excedente diária (MWh)	Peso
1º	Baixo	18/02/2025	9,107	19
1º	Médio	06/02/2025	90,986	18
1º	Alto	10/02/2025	213,849	17
2º	Baixo	24/05/2025	59,281	27
2º	Médio	12/06/2025	215,848	27
2º	Alto	12/05/2025	358,552	24
3º	Baixo	03/08/2025	253,180	31
3º	Médio	01/08/2025	439,651	30
3º	Alto	18/08/2025	624,931	30
4º	Baixo	19/11/2025	311,498	30
4º	Médio	05/11/2025	538,626	29
4º	Alto	15/11/2025	782,913	29

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

Observa-se que os perfis selecionados refletem uma variação sazonal da energia excedente ao longo dos meses. Os menores valores registram-se no primeiro semestre, contrastando com o terceiro e quarto trimestres. Esse padrão demonstra que a energia por restrição operacional ganha magnitude na segunda metade do ano, alinhando-se à safra de ventos da região Nordeste.

4.2 Desempenho e anualização da produção de hidrogênio

A simulação dos 12 dias representativos evidenciou forte variação no desempenho do sistema de eletrólise, refletindo a intermitência dos excedentes eólicos e a sazonalidade dos eventos de *curtailment* no Conjunto Eólico Mangue Seco. Entre os perfis analisados, o maior desempenho ocorreu no quarto trimestre, no dia 15/11/2025, quando o sistema apresentou fator de capacidade diário de 72,92%, consumo de 350,0 MWh e produção de 6.364,0 kg de H₂. Resultado semelhante foi observado no terceiro trimestre, no dia 18/08/2025, cuja produção atingiu 6.191,0 kg de H₂. Em contrapartida, o menor desempenho foi registrado no primeiro trimestre, no dia 18/02/2025, com fator de capacidade diário de apenas 1,66%. Assim, nos dias de baixo excedente, o sistema permaneceu subutilizado, enquanto nos dias de alto excedente operou próximo à sua potência nominal por períodos mais prolongados.

Tabela 9 – Desempenho dos dias representativos simulados

Trimestre	Dia representativo	Classe excedente	Energia consumida pelo eletrolisador (MWh)	H ₂ produzido (kg)	Fator de Capacidade (%)
1º	18/02/2025	Baixo	7,967	144,8	1,66
1º	06/02/2025	Médio	86,110	1.566,0	17,94
1º	10/02/2025	Alto	124,200	2.259,0	25,88
2º	24/05/2025	Baixo	57,240	1.041,0	11,93
2º	12/06/2025	Médio	192,100	3.493,0	40,02
2º	12/05/2025	Alto	292,100	5.311,0	60,85
3º	03/08/2025	Baixo	170,700	3.103,0	35,56
3º	01/08/2025	Médio	257,500	4.681,0	53,65
3º	18/08/2025	Alto	340,500	6.191,0	70,94
4º	19/11/2025	Baixo	139,600	2.539,0	29,08
4º	05/11/2025	Médio	251,200	4.567,0	52,33
4º	15/11/2025	Alto	350,000	6.364,0	72,92

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

O perfil de baixo excedente do terceiro trimestre superou os desempenhos médio e alto do primeiro trimestre, indicando que a intensidade dos ventos e a frequência dos eventos de restrição variaram de forma relevante ao longo do ano. A partir da ponderação dos resultados diários, o sistema de eletrólise apresentou consumo anual estimado de 62,41 GWh, produção de 1.134,75 t de H₂ e fator de capacidade anual de 35,62%. Esses resultados indicam um nível relevante de aproveitamento para um sistema alimentado exclusivamente por energia eólica restringida, especialmente considerando que a operação depende da ocorrência de excedentes e não de suprimento contínuo pela rede elétrica.

Tabela 10 – Resultados anuais ponderados do sistema de eletrólise

Indicador anual ponderado	Valor
Energia consumida pelo eletrolisador	62.409,833 MWh/ano
Produção anual estimada de H ₂	1.134.746,2 kg/ano
Produção anual estimada de H ₂	1.134,75 t/ano
Fator de capacidade anual do eletrolisador	35,62%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

4.3 Avaliação econômica pelo LCOH

Com base na produção anual ponderada obtida nas simulações, o LCOH do caso-base foi estimado em 4,47 USD/kgH₂. Esse resultado considera a produção anual de 1.134.746,2 kgH₂ e um custo anual total de 5.074.432 USD/ano, composto pelos custos anualizados de capital, operação e manutenção e reposição do stack. A Tabela 11 apresenta a composição do custo anual utilizada no cálculo.

Tabela 11 – Composição do custo anual e LCOH do caso-base

Componente	Valor
CAPEX anualizado	4.091.728 USD/ano
OPEX anual	800.000 USD/ano
Custo anual equivalente do stack	182.704 USD/ano
Custo anual total	5.074.432 USD/ano
Produção anual de H ₂	1.134.746,2 kg/ano
LCOH caso-base	4,47 USD/kgH ₂

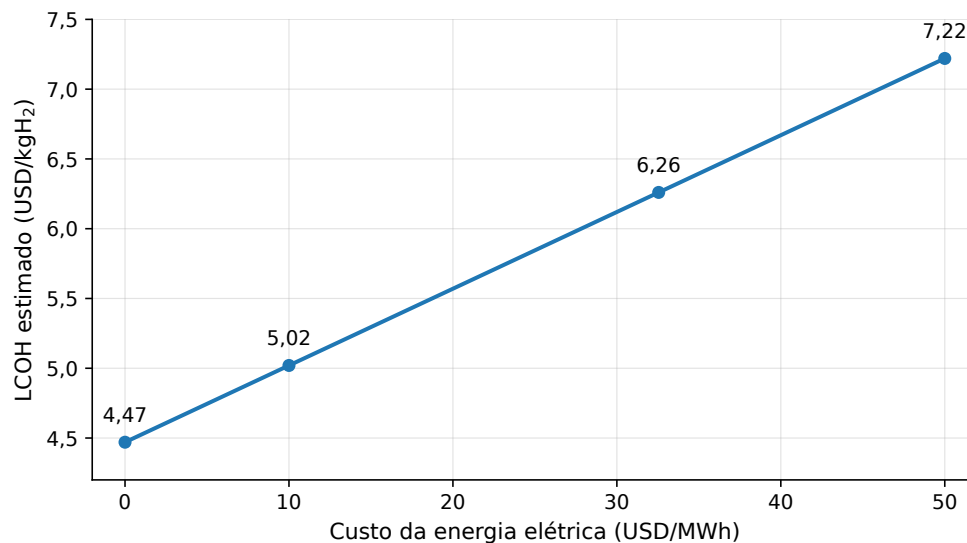
Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

O valor obtido indica que o aproveitamento de excedentes eólicos pode reduzir o custo nivelado do hidrogênio quando a energia utilizada não possui custo direto de aquisição. Nesse cenário, o LCOH passa a ser determinado principalmente pelos custos de capital, operação e reposição do stack, além do grau de utilização anual do eletrolisador. Assim, o fator de capacidade anual de 35,62% contribuiu para diluir os custos fixos do sistema de eletrólise ao longo da produção anual estimada.

Em comparação com referências recentes, o LCOH obtido no caso-base situa-se em uma faixa competitiva para projetos de hidrogênio renovável por eletrólise PEM. O DOE (2024) apresenta valores de referência em torno de 5 a 7 USD/kgH₂ para sistemas PEM atuais, considerando custos de eletricidade renovável, fatores de capacidade e CAPEX do eletrolisador. De forma semelhante, o Hydrogen Council e McKinsey & Company (2023) aponta custos atuais de hidrogênio renovável na faixa de 4,5 a 6,5 USD/kgH₂, também influenciados pelo custo da energia, CAPEX e financiamento. Assim, o valor estimado neste trabalho, de 4,47 USD/kgH₂, mostra-se competitivo em relação a essas referências, especialmente porque o caso-base considera o aproveitamento de energia eólica restringida sem custo direto de aquisição.

O estudo mais próximo ao escopo deste trabalho é o de Park *et al.* (2023), que avaliou a produção de hidrogênio a partir de energia renovável restringida. No caso-base dos autores, uma fonte renovável de 100 MW acoplada a um sistema de hidrogênio de 20 MW resultou em LCOH de 5,9 USD/kgH₂ e fator de capacidade de 25%. Neste trabalho, o sistema de eletrólise também foi dimensionado em 20 MW, mas apresentou LCOH de 4,47 USD/kgH₂ e fator de capacidade anual de 35,62%. Essa diferença sugere que, no caso do Conjunto Eólico Mangue Seco, a maior utilização relativa do eletrolisador contribuiu para melhorar o desempenho econômico da configuração proposta.

O impacto do custo atribuído à eletricidade sobre o LCOH estimado é sintetizado no Gráfico 2. No caso-base, com custo zero para a energia excedente, o LCOH foi de 4,47 USD/kgH₂. Com a atribuição de custos à energia, o LCOH eleva-se para 5,02 USD/kgH₂ a 10 USD/MWh, alcança 6,26 USD/kgH₂ a 32,55 USD/MWh e chega a 7,22 USD/kgH₂ a 50 USD/MWh. Essa trajetória confirma que o custo do insumo energético é determinante para a viabilidade econômica do processo.

Gráfico 2 – Variação do LCOH em função do custo atribuído à energia elétrica

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

Dessa forma, o LCOH de 4,47 USD/kgH₂ obtido no caso-base indica que o aproveitamento de excedentes eólicos para a produção de hidrogênio verde representa uma alternativa técnica e economicamente promissora para reduzir as perdas associadas ao *curtailment*. Esse resultado mostra que a energia renovável não injetada na rede pode ser convertida em um produto energético de maior valor agregado, criando uma alternativa de aproveitamento para um desafio operacional já presente no setor elétrico. Ainda assim, quando a eletricidade passa a ser precificada, o custo do hidrogênio se desloca para faixas mais próximas das referências de mercado, evidenciando que a viabilidade da proposta permanece condicionada à disponibilidade recorrente de excedentes, ao fator de capacidade do eletrolisador, ao CAPEX e às condições de financiamento.

Nesse contexto, políticas públicas e mecanismos de incentivo podem contribuir para reduzir barreiras de implantação, especialmente ao estimular a valorização da energia restringida, o investimento em sistemas de eletrólise e a criação de condições regulatórias para o aproveitamento produtivo de excedentes renováveis. Contudo, o valor estimado de LCOH aponta um caminho favorável para transformar restrições operacionais em oportunidades de produção de hidrogênio verde.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho avaliou o potencial energético e econômico de um sistema de eletrólise PEM de 20 MW acoplado aos excedentes eólicos sujeitos a *curtailment* no Conjunto Eólico Mangue Seco, localizado no Rio Grande do Norte. A metodologia adotada baseou-se em séries temporais operacionais reais disponibilizadas pelo ONS, na seleção de dias representativos por agrupamento trimestral, com erro relativo de 5,98% em relação à base anual, e na simulação do fluxo energético entre a geração eólica, a rede elétrica e o sistema de eletrólise.

Os resultados indicaram que o aproveitamento dos excedentes eólicos restringidos permite estimar uma produção anual de 1.134,75 t de H₂, com fator de capacidade anual de 35,62% para o sistema de eletrólise e LCOH de 4,47 USD/kgH₂ no caso-base. Esse resultado demonstra que a energia renovável não absorvida pela rede, quando direcionada à eletrólise, pode ser convertida em um produto energético de maior valor agregado. Assim, o LCOH obtido não deve ser interpretado apenas como uma métrica econômica, mas também como um indicativo do potencial de transformar uma limitação operativa do sistema elétrico em uma oportunidade

produtiva associada à geração de hidrogênio verde.

Apesar dos resultados favoráveis, algumas limitações devem ser reconhecidas. A análise econômica não contempla custos associados à compressão, armazenamento, transporte e distribuição do hidrogênio produzido, concentrando-se apenas na etapa de conversão eletrolítica a partir dos excedentes disponíveis. Dessa forma, os resultados devem ser interpretados como uma avaliação preliminar do potencial técnico e econômico da rota proposta, sendo recomendável que estudos futuros incorporem essas etapas para uma estimativa mais abrangente do custo final do hidrogênio. Além disso, futuras análises podem incluir o custo da água, avaliar a integração com sistemas de dessalinização e aplicar a metodologia a outros parques eólicos sujeitos a restrições operativas.

Conclui-se que a integração entre excedentes eólicos e eletrólise PEM apresenta potencial para reduzir o desperdício de energia renovável, ampliar o aproveitamento energético de parques sujeitos a restrições operativas e contribuir para a inserção do hidrogênio verde como vetor de flexibilização e valorização da geração renovável no sistema elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS

- ABDIN, Zainul et al. **Hydrogen as an energy vector**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 120, 109620, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109620>.
- ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL — SIGA**. Brasília, DF: ANEEL, 2026. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>. Acesso em: 24 abril 2026.
- AGORA INDUSTRY; AGORA ENERGIEWENDE. **Brazil map of hydrogen production costs: documentation**. Berlin: Agora Industry; Agora Energiewende, 2024. Disponível em: https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-24_IND_H2_Insights_BRA/Brazil_map_of_hydrogen_production_costs_documentation.pdf. Acesso em: 17 maio 2026.
- ABEEólica. **Boletim anual 2024**. São Paulo: ABEEólica, 2025. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2025/05/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-DIGITAL-2025_PT_FINAL-1.pdf. Acesso em: 22 jan. 2026.
- ABEEólica. **Brasil sobe uma posição e fica em 5º lugar no Ranking Mundial de Energia Eólica**. São Paulo: ABEEólica, 23 abr. 2025. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/brasil-sobre-uma-posicao-e-fica-em-5o-lugar-no-ranking-mundial-de-energia-eolica/>. Acesso em: 10 jun. 2026.
- BADGETT, Amgad et al. **Updated manufactured cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2024. Disponível em: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf>. Acesso em: 12 maio 2026.
- BARAL, Suresh; ŠEBO, Juraj. **Techno-economic assessment of green hydrogen production integrated with hybrid and organic Rankine cycle (ORC) systems**. Heliyon, v. 10, n. 4, e25742, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25742>.
- BENGHANEM, M. et al. **Hydrogen production methods based on solar and wind energy: a review**. Energies, v. 16, n. 2, 757, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16020757>.
- BORBA, Gustavo. **Projeção do custo nivelado de hidrogênio verde sob a perspectiva microeconômica**. 2025. 114 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Produção Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/271370>. Acesso em: 11 maio 2026.
- BORGES, Rui P. et al. **Green hydrogen production at the gigawatt scale in Portugal: a technical and economic evaluation**. Energies, v. 17, n. 7, 1638, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17071638>.
- MME. **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico: consolidação 2025**. Brasília, DF: MME, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico-apresenta-os-principais-destaques-e-resultados-de-2025>. Acesso em: 13 maio 2026.

CASTRO, Nivalde de et al. (org.). **A economia do hidrogênio: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil**. 1. ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2023. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/04/livro_economia_do_h2.pdf. Acesso em: 10 jan. 2026.

CONNELL, Nick et al. **Green hydrogen guidebook**. [S. l.]: Green Hydrogen Coalition, 2020. Disponível em: <https://static1.squarespace.com/static/5e8961cdcbb9c05d73b3f9c4/t/5f45b79fd81c136a475eb1ca/1598404520777/Green%2BHydrogen%2BGuidebook%2B8.25G.pdf>. Acesso em: 24 abril 2026.

DAWOOD, Furat; ANDA, Martin; SHAFIULLAH, G. M. **Hydrogen production for energy: an overview**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 7, p. 3847-3869, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>.

EPE. **Bases para a consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio**. Brasília, DF: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>. Acesso em: 14 mar. 2026.

FARIA, Alícia Cavalcante. **Modelagem dinâmica de eletrolisadores para análise de estabilidade eletromecânica de plantas de hidrogênio verde**. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/62475>. Acesso em: 03 mar. 2026.

FRANCO, Alessandro; GIOVANNINI, Caterina. **Recent and future advances in water electrolysis for green hydrogen generation: critical analysis and perspectives**. Sustainability, v. 15, n. 24, 16917, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/su152416917>.

GANTER, Alissa; RUGGLES, Tyler H.; GABRIELLI, Paolo; SANSAVINI, Giovanni; CALDEIRA, Ken. **Utilizing curtailed wind and solar power to scale up electrolytic hydrogen production in Europe**. Environmental Science & Technology, v. 59, n. 7, p. 3495-3507, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.est.4c10168>.

GAO, Y.; WANG, X.; MENG, X. **Advanced rectifier technologies for electrolysis-based hydrogen production: a comparative study and real-world applications**. Energies, v. 18, n. 1, art. 48, p. 1-11, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18010048>.

GIELEN, Dolf et al. **The role of renewable energy in the global energy transformation**. Energy Strategy Reviews, v. 24, p. 38-50, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2025**. Brussels: GWEC, 2025. Disponível em: <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport>. Acesso em: 10 jun. 2026.

GUILBERT, Damien; VITALE, Gianpaolo. **Dynamic emulation of a PEM electrolyzer by time constant based exponential model**. Energies, v. 12, n. 4, 750, 2019. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12040750>.

HOSSAIN, Md. Biplob et al. **Dynamic electrical circuit modeling of a proton exchange**

membrane electrolyzer for frequency stability, resiliency, and sensitivity analysis in a power grid. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 59, n. 6, p. 7271-7284, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2023.3297985>.

HYDROGEN COUNCIL; MCKINSEY & COMPANY. **Hydrogen insights: December 2023 update.** [S. l.]: Hydrogen Council, 2023. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/12/Hydrogen-Insights-Dec-2023-Update.pdf>. Acesso em: 16 maio 2026.

IEA. **The future of hydrogen: seizing today's opportunities.** Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 21 fev. 2026.

IRENA. **Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal.** Abu Dhabi: IRENA, 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Acesso em: 7 abril 2026.

IRENA. **Renewable power generation costs in 2023.** Abu Dhabi: IRENA, 2024. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf. Acesso em: 20 maio 2026.

MARTINO, Michele et al. **Main hydrogen production processes: an overview.** Catalysts, v. 11, n. 5, 547, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/catal11050547>.

MELO, Santino Loruan Silvestre de. **Compósitos de quitosana aditivados com nanocelulose e óxido de grafeno (GO) para eletrolisadores PEM.** 2024. 117 f. Tese (Doutorado em Engenharia e Ciência de Materiais) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/79186>. Acesso em: 24 maio 2026.

MOURA, Lawrence César Medeiros Araújo de. **Modelo funcional de um sistema para produção de hidrogênio verde.** 2024. 154 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/items/8d3f6dc7-12e3-4360-8d52-99c6f1e09ea9>. Acesso em: 08 mar. 2026.

OMOEYELE, Olalekan et al. **Increasing the resolution of solar and wind time series for energy system modeling: a review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 189, parte B, 113792, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113792>.

ONS. **Dados de restrição de operação por constrained-off de usinas eólicas.** Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: https://dados.ons.org.br/dataset/restricao_coff_eolica_usi. Acesso em: 22 abril 2026.

ONS. **Relatório técnico DGL-ONS 0189-2025: Grupo de Trabalho sobre Curtailment.** Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailment%20rev1.pdf?utm_source=chatgpt.com. Acesso em: 24 maio 2026.

PARK, Joungho et al. **Green hydrogen to tackle the power curtailment: meteorological**

data-based capacity factor and techno-economic analysis. Applied Energy, v. 340, 121016, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121016>.

PONTES, Allysson da Silva et al. **Produção de hidrogênio verde a partir de excedentes de parques eólicos no estado do Ceará – Brasil.** Research, Society and Development, v. 13, n. 10, e10131047180, 2024. DOI: <https://doi.org/10.33448/rsd-v13i10.47180>.

SILVA, Wendell Carlos Oliveira da. **Estudo da restrição de geração eólicoelétrica por constrained-off e aplicação da metodologia de obtenção de curva de produtividade eólica do Operador Nacional do Sistema Elétrico.** 2022. 110 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

TEICHGRAEBER, Holger; BRANDT, Adam R. **Time-series aggregation for the optimization of energy systems: goals, challenges, approaches, and opportunities.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 157, 111984, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111984>.

DOE. **DOE hydrogen program record 24005: clean hydrogen production cost scenarios with PEM electrolyzer technology.** Washington, DC: DOE, 2024. Disponível em: <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf>. Acesso em: 17 maio 2026.

UYSAL, Süleyman et al. **Investigation of hydrogen production potential from different natural water sources in Turkey.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 46, n. 61, p. 31097-31107, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.032>.

V2I ENERGIA. **Cartilha do Complexo Eólico Mangue Seco.** 2024. Disponível em: https://www.v2ienergia.com/wp-content/uploads/2024/04/Cartilha_MangueSeco_Digital.pdf. Acesso em: 18 jan. 2026.

YATES, Jonathon et al. **Techno-economic analysis of hydrogen electrolysis from off-grid stand-alone photovoltaics incorporating uncertainty analysis.** Cell Reports Physical Science, v. 1, n. 10, 100209, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100209>.

YEGANEFAR, Ali; AMIN-NASERI, Mohammad Reza; SHEIKH-EL-ESLAMI, Mohammad Kazem. **Improvement of representative days selection in power system planning by incorporating the extreme days of the net load to take account of the variability and intermittency of renewable resources.** Applied Energy, v. 272, 115224, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115224>.

YU, Zi-You et al. **Clean and affordable hydrogen fuel from alkaline water splitting: past, recent progress, and future prospects.** Advanced Materials, v. 33, n. 31, 2007100, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1002/adma.202007100>.