

# Avaliação Estocástica do Custo Nivelado do Hidrogênio Verde com Usinas Renováveis Integradas com BESS.

Manuscript template for the REPA Journal

Bruno Bertino<sup>1</sup>

 [orcid.org/ 0009-0009-5202-0234](https://orcid.org/0009-0009-5202-0234)

Eduardo de Aguiar Sodré<sup>2</sup>

 [orcid.org/0000-0002-5793-8900](https://orcid.org/0000-0002-5793-8900)

<sup>1</sup>Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, Brasil. E-mail: bbsc@poli.br

<sup>2</sup>Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, Brasil. E-mail: easodre@gmail.com

Artigo recebido em:

Artigo aceito em:

**DOI:** [10.xxxx/s11468-014-9759-3](https://doi.org/10.xxxx/s11468-014-9759-3)

Esta obra apresenta Licença Creative Commons Atribuição-Não Comercial 4.0 Internacional.

Como citar este artigo pela NBR 6023/2018:  
AUTOR 1; AUTOR 2; AUTOR 3. Título do artigo. Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada, Recife, v. , n. , p. , mês, ano. DOI: Disponível em: . Acesso em: .

## RESUMO

Este estudo avalia o custo nivelado (LCOH – Levelized Cost of Hydrogen) da produção de hidrogênio verde no Nordeste do Brasil, usando simulações de Monte Carlo para modelar a variabilidade da geração solar e eólica em base horária conjuntamente com a operação de um BESS (Battery Energy Storage System). Foram simuladas uma usina fictícia fotovoltaica com 100 MW de potência instalada e uma usina eólica também de 100 MWinst e um eletrolisador PEM de 60 MW. Foram analisados seis arranjos diferentes entre opções on-grid e off-grid. O BESS simulado no estudo foi de 20 MW / 40 MWh. Os Cenários off-grid apresentaram maior incerteza, com maior variância e distribuições assimétricas de LCOH.

**PALAVRAS-CHAVE:** LCOH; Energia Renovável; BESS; Monte Carlo

## ABSTRACT

This study assesses the Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) for green hydrogen production in the Northeast of Brazil, using Monte Carlo simulations to model the variability of solar and wind generation on an hourly basis, together with the operation of a Battery Energy Storage System (BESS). A hypothetical 100 MW photovoltaic plant and a 100 MW wind farm were simulated, along with a 60 MW PEM electrolyser. Six different configurations were analysed, considering both on-grid and off-grid options. The simulated BESS had a capacity of 20 MW / 40 MWh. The off-grid scenarios exhibited greater uncertainty, with higher variance and asymmetric LCOH distributions.

**KEY-WORDS:** LCOH; Renewable Energy; BESS; Monte Carlo

## 1 INTRODUÇÃO

O hidrogênio é uma matéria prima essencial na atual indústria global. O hidrogênio possui diversas aplicações potenciais, que vão desde uma fonte de energia para transporte rodoviário por meio das células de combustível, até a mistura em redes de gás natural, além de aplicações em refino de combustíveis e produção de fertilizantes. Devido as evidentes mudanças climáticas e o aumento da temperatura global os governos têm criados metas para conter a emissão de gases que contribuem com o efeito estufa e diminuir o seu impacto na temperatura do planeta.

Historicamente, a produção de hidrogênio é baseada em hidrocarbonetos fosseis. A comunidade científica e a indústria classificam o hidrogênio em "cores" conforme a quantidade de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) emitida em sua produção [1]. Os métodos mais comuns para produção do H<sub>2</sub> são a reforma a vapor de metano e a gaseificação e reforma parcial de derivados de petróleo. Este H<sub>2</sub> produzido com combustíveis fósseis é classificado como hidrogênio cinza. O hidrogênio de métodos com maior impacto ambiental, como a gaseificação do carvão mineral antracito, são denominados como hidrogênio preto.

Nesse contexto, o hidrogênio verde emerge como uma alternativa crucial no cenário global de descarbonização, obtido por um processo com taxa de emissão insignificante o hidrogênio verde é produzido por fontes de energia renováveis. Ainda não existe um consenso exato da classificação "verde" a nível mundial, mas alguns governos já usam critérios próprios. As diretrizes da União Europeia estabelecidas em 2023 através dos Delegated Acts 2023/1184 e 2023/1185 [2] são um exemplo a ser seguido. Segundo as diretrizes da União Europeia para ser considerado um Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO), o hidrogênio deve ser produzido por eletricidade provinda diretamente de fontes renováveis ou por uma rede elétrica com pelo menos 90% de geração renovável em base anual, não podendo as fontes renováveis serem de origem biológica.

A demanda por hidrogênio verde tem crescido rapidamente e deve aumentar substancialmente nas próximas décadas, impulsionada por incentivos e políticas públicas, embora ainda represente menos de 1% da demanda mundial [3].

O principal obstáculo para a adoção generalizada do hidrogênio verde é o alto custo para a sua produção. O método mais utilizado, a

eletrólise da água, ainda não é economicamente competitivo se comparado com a produção de hidrogênio cinza [4]. Este desafio se deve a baixa escala de produção para suprir uma ainda baixa demanda [5]. Deve-se também aos custos associados à geração de energia limpa necessária para o eletrolisador [6] e pelo uso dos recursos hídricos. Cerca de 40% dos projetos por eletrólise estão em regiões com estresse hídrico [3], sendo o uso da água salgada uma alternativa mais cara. Tais obstáculos fazem com que o custo da produção de hidrogênio verde chegue a ser até 6 vezes maior do que o cinza [3]. É esperado que com o aumento da demanda reduzam-se os custos da implantação de tecnologias baseadas em hidrogênio como os veículos de célula a combustível. Tal efeito deve possibilitar a substituição de fontes energéticas convencionais baseadas em combustíveis fósseis pelo hidrogênio em setores específicos, como o transporte de grande porte e a longas distâncias [7], abrindo novas oportunidades para o seu desenvolvimento. Portanto a exploração de novas configurações de produção por eletrólise se torna importante pela possibilidade de identificar processos mais econômicos.

Na recente literatura, o LCOH por eletrólise apresenta uma considerável gama de valores devida à diversidade de configurações e sistemas. Touili et al. [8] conduziu um estudo com diferentes tipos de instalações fotovoltaicas em diversas localidades no Marrocos obtendo um LCOH mínimo de 4.74 €/kgH<sub>2</sub>. Yates et al. [9] criou um modelo para o cálculo do LCOH de uma usina fotovoltaica off-grid em várias localidades utilizando o método Monte Carlo, obtendo um faixa de valores em média de 3.64 a 4.25 USD/kgH<sub>2</sub>, também foi observado a redução do LCOH com o aumento da capacidade da usina em regiões que possuem maior nível de irradiação solar, e da melhor vantagem da usina off-grid em áreas remotas, possibilitando maiores usinas a um menor custo. Giamperi et al. [10] estimaram um LCOH médio de 7,04 £/kgH<sub>2</sub> para a produção de hidrogênio a partir de uma usina eólica offshore de 500 MW, localizada a 200 km da costa do Reino Unido, com transporte realizado por gasoduto, evidenciando os desafios logísticos e econômicos associados a esse tipo de configuração. Benalcazar e Komorowska [11] realizaram simulações de Monte Carlo com base no potencial de geração renovável de diferentes regiões da Polônia, considerando usinas off-grid e estimativas de redução de custos futuros. Com base em dados de 2020 e considerando um eletrolisador PEM de

1MW, os resultados indicaram um LCOH entre 12.64 e 13.48 €/kgH<sub>2</sub> para uma usina fotovoltaica e entre 6.37 e 9.7 €/kgH<sub>2</sub> para uma usina eólica onshore. Com estimativas de redução significativa de custos para 2050 e um aumento na demanda de H<sub>2</sub> com um eletrolisador PEM de 20MW os valores obtidos foram entre 1.95 e 2.03 €/kgH<sub>2</sub> para fotovoltaica e entre 1.23 e 1.5 €/kgH<sub>2</sub>, as simulações que apresentaram menores custos foram aquelas que disponham de maiores fatores de capacidades das usinas.

No Brasil, Lopes et al. [12] realizou uma análise de sensibilidade de uma planta PEM de baixa capacidade (17.5 MW) obtendo um custo nivelado de 5.62 USD/kgH<sub>2</sub>, a análise revelou que o custo da energia elétrica possui a maior influência no LCOH, seguido pelo CAPEX e fator de utilização. Gaspar [13] criou um modelo de otimização para averiguar o impacto que a implementação de um armazenamento de hidrogênio, e a flexibilidade da demanda com o uso da rede elétrica de origem renovável podem trazer para reduzir o LCOH. O trabalho de Gaspar [13], foi baseado numa usina hipotética híbrida solar e eólica no estado do Rio Grande do Norte, tendo os resultados apontados que o uso da rede como backup apresentou maior potencial com um LCOH de 4.0 USD/kg se comparado ao caso de referência off-grid de 6.4 USD/kg. É também ressaltado que esta proposta possui uma vulnerabilidade, pois a rede só pode ser usada para produção do hidrogênio verde caso sua matriz de geração atenda a um critério mínimo de participação de fontes limpas.

A utilização híbrida de energia fotovoltaica e eólica é uma das tecnologias mais promissoras entre as fontes de energia renováveis para atender à demanda de carga, devido aos perfis de geração complementares [14] que permitem aumentar a taxa de utilização do eletrolisador, reduzindo o custo nivelado do hidrogênio. Tang et al. [15] obtiveram conclusões semelhantes ao verificar que a combinação eólica e solar apresenta melhor performance de custo em cenários off-grid para estações de reabastecimento de hidrogênio. Apesar do seu potencial, a configuração híbrida apresenta altos custos de capital. Ibáñez-Rioja et al. [16] verificaram que um sistema puramente eólico apresenta o menor custo e a inserção de uma usina fotovoltaica e BESS, embora aumentem consideravelmente a produção de hidrogênio, não oferecem benefícios econômicos.

Pesquisas recentes sobre o impacto do BESS em sistemas de alta potência indicam seu potencial para

reduzir o custo nivelado de energia (LCOE), o que pode ser estendido à redução do custo nivelado do hidrogênio (LCOH). Keck et al.[17] realizaram uma análise econômica baseada em simulações horárias da rede Australiana, avaliando o impacto da adição do BESS nas usinas eólicas e solares. Os resultados indicaram que com capacidade entre 90 e 180 GWh e custos inferiores a 1.000 AU\$/kWh, é possível reduzir o LCOE em 13–22%, diminuir a capacidade instalada em até 22% e reduzir o curtailment em até 76%, especialmente em cenários com alta penetração de fontes renováveis.

O Brasil, por sua localização próxima à linha do equador, apresenta alta irradiância solar e um elevado potencial eólico, com parques eólicos que atingem um fator de capacidade médio de 43%, superiores à média mundial [18]. Esse cenário posiciona o país como um local privilegiado para a utilização da geração renovável com uma expectativa de redução do custo nivelado equiparado a outros países. O estudo de uma planta de eletrólise na região nordeste que compreenda usinas renováveis integradas com BESS para a produção de hidrogênio verde fornece subsídios para a estratégia de descarbonização da matriz energética do PNE 2050 [19].

O objetivo deste trabalho é desenvolver um algoritmo para avaliar o custo nivelado da produção de hidrogênio verde por usinas renováveis na região nordeste do Brasil por meio do cálculo do LCOH. Será feita uma modelagem estocástica para simular a geração de energia solar e eólica em cada hora do dia. Diferentemente da modelagem determinística, que assume valores fixos ou médias para a geração de energia, a abordagem estocástica utilizada, através da simulação de Monte Carlo, permite incluir na análise as características da variabilidade e da intermitência das fontes renováveis. Essa metodologia permite uma representação mais realista da produção de hidrogênio, resultando em uma estimativa mais precisa da produção e fornecendo uma base robusta para a análise econômica da planta híbrida. Tendo como referência pesquisas prévias que utilizaram usinas híbridas e/ou métodos probabilísticos, será adicionado o sistema de armazenamento de energia por bateria (BESS) a fim de averiguar seu potencial no aumento da produção e na diminuição do LCOH.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 (Materiais e Métodos) apresenta as equações empregadas no cálculo do LCOH, a metodologia para a construção dos modelos

estocásticos, além das variáveis de entrada utilizadas no algoritmo para cada cenário analisado. A Seção 3 (Resultados) apresenta as distribuições probabilísticas obtidas do LCOH e sua análise. A Seção 4 (Conclusão) discute os resultados obtidos e propõe sugestões para estudos complementares.

## **2 MATERIAIS E METODOS**

### **2.1 Modelagem Estocástica**

Para a modelagem da usina fotovoltaica e eólica, serão utilizados dados reais de geração fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por meio do Histórico da Geração Eólica e Fotovoltaica, disponível em [20], foram extraídos os dados de energia gerada durante o ano de 2022 pela usina fotovoltaica LUZIA localizada em Santa Luzia-PB e pelo conjunto de usinas eólicas São Clemente localizado nos municípios de Pedra, Capoeira, Caetés e Venturosa no estado de Pernambuco.

Para cada hora do dia foi criada uma Função de Massa de Probabilidade (Probability Mass Function ou PMF) que descreve a distribuição de probabilidade de uma variável aleatória discreta. Isto é, a PMF associa cada valor possível da geração de cada hora em MWh a uma probabilidade de ocorrência.

Como são obtidas de dados reais, as funções incorporam em sua probabilidade uma redução na geração devido a eventuais paradas ocasionadas por manutenção e curtailment durante o ano de 2002.

Foram criadas 24 funções para cada tipo de usina (eólica e solar), uma para cada hora do dia. Como essas PMF's são construídas englobando todas as horas do ano, as distribuições incluem a variabilidade sazonal da irradiância solar e da velocidade do vento na geração de energia.

A partir das variáveis probabilísticas é realizada a simulação da operação de 1 dia da usina. Este dia será usado como base para o cálculo da produção e custos ao longo da vida útil da usina. Em seguida é feita a simulação de Monte Carlo ao repetir tal procedimento 30000 vezes, possibilitando ser calculado o LCOH estocástica considerando as possíveis curvas de geração da usina renovável. O algoritmo foi desenvolvido na linguagem Python e emprega a biblioteca Pandas para o tratamento dos dados de geração do ONS e a biblioteca NumPy para realização dos cálculos.

### **2.2 Eletrolisador**

Atualmente, existem apenas duas tecnologias que possuem viabilidade econômica para produção de hidrogênio verde: o eletrolisador alcalino (AEL); e o eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM) [21]. Embora essas tecnologias operem de maneiras ligeiramente diferentes, ambas possuem um ânodo e um cátodo que são separados por um eletrólito.

O eletrolisador alcalino é uma tecnologia mais desenvolvida e barata, no entanto o eletrolisador escolhido para esta análise é do tipo PEM devido a maior flexibilidade com relação a temperatura e a possibilidade de variação da potência de operação em curtos períodos. Por seu tempo de resposta rápido, é capaz de responder imediatamente a variações instantâneas na corrente elétrica fornecida [22], o que o torna ideal para fontes intermitentes de energia.

A capacidade global instalada de eletrólise da água atingiu 2 gigawatts (GW) em 2024, com mais de 1 GW adicional instalado até julho deste ano [23]. Atualmente, a China representa 65% da capacidade instalada de eletrolisadores somada com a capacidade de eletrolisadores que já receberam o FID (Final Investment Decision). O país também abriga cerca de 60% da capacidade global de fabricação de eletrolisadores [23].

A Planta de Hidrogênio da empresa Sinopec em Kuqa, na China, é atualmente a maior instalação operacional do mundo, empregando 260 MW de eletrolisadores para fornecer hidrogênio a uma refinaria próxima, com sua inauguração relatada em junho de 2023 [24].

Além disso, a unidade Puertollano da Iberdrola na Espanha, está em operação desde 2022, e é composta por uma usina solar fotovoltaica de 100 MW, um sistema de baterias de íons de lítio com capacidade de armazenamento de 5MW / 20MWh e um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico com capacidade de 20 MW, fornecendo hidrogênio verde para uma fábrica de fertilizantes [25].

Outros projetos de grande escala para produção de hidrogênio já estão em andamento como o Gigastack de 100 MW [26] e o NEOM Hydrogen Project com 2 GW [27].

### **2.3 Configurações da Usina**

Será considerado que o sistema deve produzir gás hidrogênio para satisfazer uma demanda constante de 500 kg/h, considerando uma eficiência média do eletrolisador PEM ( $\varepsilon$ ) de 58 kWh/kgH<sub>2</sub> [28] ao longo de sua vida útil, a

capacidade de consumo máxima do eletrolisador ( $C_{PEM}$ ) será definida em 60MW. O eletrolisador irá funcionar com 100% do fator de utilização caso possível e não excederá sua potência máxima. Um compressor é adicionado para atender aos padrões de transporte ou armazenamento do hidrogênio, embora estes não serão inclusos nesta análise.

As usinas fotovoltaica e eólica possuem 100MW de potência instalada cada uma. Uma configuração base será determinada para analisar os custos operacionais e de capital de forma segmentada, e outras 5 configurações serão simuladas visando avaliar diferentes tipos de operação. Esses cenários consideram combinações de geração eólica e fotovoltaica, operando em modos on-grid (conectado à rede elétrica, com possibilidade de aquisição de energia externa para suplementação) ou off-grid (isolado da rede sem possibilidade de compra de energia externa).

Os casos analisados são os seguintes:

- Caso Base: Usina Eólica e fotovoltaica on-grid;
- Caso 2: Usina eólica e fotovoltaica off-grid;
- Caso 3: Usina fotovoltaica on-grid;
- Caso 4: Usina fotovoltaica off-grid;
- Caso 5: Usina eólica on-grid; e
- Caso 6 Usina eólica off-grid.

Adicionalmente os seis casos serão simulados com e sem BESS a fim de averiguar seu impacto no custo nivelado, totalizando 12 simulações.

## 2.4 Operação do sistema

A operação da usina é simulada em resolução horária e começa pelo cálculo do balanço de energia ( $BE$ ) entre a geração e demanda do eletrolisador (3).

$$BE_i = GS_i + GE_i - EL_i \quad (1)$$

onde  $GS_i$  é a geração solar para hora  $i$ ;  $GE_i$  a geração eólica para hora  $i$ ; e  $EL_i$  a demanda do eletrolisador para hora  $i$ .

Em seguida o algoritmo incorpora a operação do BESS. Após feito o saldo entre geração e consumo é realizado o cálculo horário da carga e descarga da bateria ( $C_i$ ). Quando o balanço de energia é positivo para uma determinada hora ( $BE_i > 0$ ), indicando excesso de geração, a bateria é carregada até o limite de sua potência máxima ou capacidade total. Em caso de balanço negativo ( $BE_i < 0$ ), o BESS é descarregado para suprir a demanda, respeitando-se a potência máxima de descarga e garantindo que

a energia armazenada não caia abaixo do SoC (State of Charge) mínimo do BESS de 10%.

O balanço de energia após a inclusão do BESS é chamado de Balanço da Operação ( $BO_i$ ) e contabiliza a sobra ou falta de energia (4) para suprir a demanda do eletrolisador e dos serviços auxiliares. Esse balanço indica a impossibilidade de armazenamento do excesso da geração ( $BO_i > 0$ ) ou insuficiência da energia gerada e da armazenada no BESS ( $BO_i < 0$ ) para cada hora  $i$ .

$$BO_i = BE_i - C_i \quad (2)$$

Nos cenários off-grid, quando há impossibilidade de armazenamento, a energia excedente deverá ser desperdiçada, reduzindo-se a geração das usinas. Em caso de insuficiência de energia, a demanda do eletrolisador para hora  $i$  ( $EL_i$ ) que deveria permanecer constante, será diminuída conforme a energia disponível.

Para os casos on-grid o balanço de energia positivo indica a energia disponível para venda ( $VE_i$ ), e para valores negativos o  $BO_i$  indica a energia necessária que deve ser comprada para suprir toda a demanda do eletrolisador. Com esta demanda é possível calcular o custo da compra de energia ( $CO_i$ ).

Será considerado um valor médio fixo do valor de um contrato de compra de energia renovável no Brasil ( $C_{eleti}$ ) para toda a vida útil da usina.

$$\text{Se } BO_i < 0; CO_i = BO_i * C_{eleti} \quad (3)$$

$$\text{Se } BO_i > 0; VE_i = BO_i * C_{eleti} \quad (4)$$

Para as configurações on-grid, caso haja sobra de energia o excedente será vendido pelo mesmo valor do contrato de compra.

A produção de hidrogênio da usina em kg/h é dada por:

$$PH2i = \frac{EL_i}{\varepsilon} \quad (5)$$

O custo da água consumido pelo eletrolisador ( $CA_i$ ) em R\$ é obtido por:

$$CA_i = P_{agua} \cdot Cons_{agua}i \cdot PH2i \quad (6)$$

Em que  $P_{agua}$  é o preço da água em BRL/m<sup>3</sup> e  $Cons_{agua}$  é a quantidade de água usada na eletrólise para produzir hidrogênio em L/kgH<sub>2</sub>.

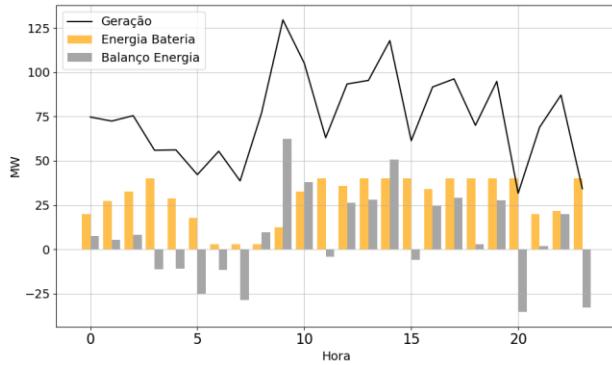
## 2.5 Cálculo LCOH

A partir das equações e dos valores de geração provenientes das PMF's (Probability Mass Function), é realizada a simulação operacional de um único dia, ilustrada na Figura 1, que mostra a geração de energia e o balanço energético ao longo de 24 horas.

Esta simulação é extrapolada para o período de vida útil considerado (20 anos), a fim de se obter o LCOH. Em seguida é feita a simulação de Monte Carlo com 30.000 curvas de geração, produzindo uma distribuição de valores de LCOH.

Caso haja compra ou venda de energia, deverá ser adicionado nos custos a Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) que depende do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST).

**Figura 1-** Exemplo de 1 dia de Operação.



**Fonte:** Autor.

Existem duas tarifas: uma para a potência injetada máxima na rede (MUST geração), denominada TUST geração, e outra para a potência máxima demandada (MUST carga), chamada TUST carga.

$$MUST_{Geração} = \max(BO : BO > 0) \quad (7)$$

$$MUST_{Carga} = \min(BO : BO < 0) \quad (8)$$

$$TUST = MUST_{geração} \cdot TUST_{Geração} + MUST_{carga} \cdot TUST_{carga} \quad (9)$$

Com base nos valores de produção e custo totais da usina é realizado o cálculo do LCOH pela equação (13). Não serão consideradas taxas de importação, impostos e financiamento.

$$LCOH = \frac{CAPEX_{total} + OPEX_{total}}{PH2_{total}} \quad (10)$$

onde  $PH2_{total}$  é a produção total de hidrogênio da usina ao longo da sua vida útil,  $CAPEX_{total}$  é a soma dos CAPEX's das usinas, eletrolisador, compressor de H2 e o sistema BESS (14):

$$\begin{aligned} CAPEX_{total} = & CAPEX_{solar} + CAPEX_{eólica} \\ & + CAPEX_{BESS} \\ & + CAPEX_{eletrolisador} + CAPEX_{compressor} \end{aligned} \quad (11)$$

$OPEX_{total}$  são os custos operacionais totais da usina ao longo da vida útil de acordo com (15):

$$\begin{aligned} OPEX_{Total} = & OPEX_{Eletrolisador} + OPEX_{Solar} - VEi + \\ & OPEX_{Eólica} + OPEX_{BESS} + CA_{total} + CO_{total} + \\ & TUST_{Total} + OPEX_{Compressor} + OPEX_{auxiliares} \end{aligned} \quad (12)$$

As variáveis técnicas e econômicas utilizadas no algoritmo estão exibidas na Tabela 1.

**Tabela 1:** Variáveis técnico-econômicas.

Variável	Valor	Unidade	Referência
Vida Útil	20	ano	autor
Eletrolisador-CAPEX	1600	USD/kW	[3,29]
Eletrolisador-OPEX anual	1.5	% do Capex	[29]
Eletrolisador-eficiência média ( $\epsilon$ )	58	kWh/kg	[28,29]
Usina Eólica-CAPEX	1300	USD/kW	[30,31]
Usina Eólica-OPEX anual	2	% do Capex	[32]
Usina Fotovoltaica-Capex	4000	R\$/kW	[30,31]
Usina Fotovoltaica-OPEX anual	1.25	% do Capex	[33]
BESS-Capex	450	USD/kWh	[32]
BESS-OPEX	50	USD/kW ano	[32]
Custo Eletricidade Renovável	0.20	R\$/kWh	[33]
Água-Demanda	17.5	L/kg	[34]
Água-Custo	2.97	USD/m <sup>3</sup>	[35]
TUST de geração mensal	11.13	R\$/kW mês	[36]
TUST de carga mensal	5.45	R\$/kW mês	[36]
Compressor-CAPEX	5340	USD/kg/h	[37]
Compressor-Demanda	1.49	kWh/kg	[37]
Compressor-OPEX anual	4	% do Capex	[37]

**Fonte:** Autor.

## 3 RESULTADOS

### 3.1 Custos do Caso Base

Estão exibidos na Figura 2 os custos totais dos principais componentes da Usina híbrida, separados em CAPEX e OPEX. Os maiores custos observados foram o CAPEX eólico (R\$ 741 mi), o CAPEX Fotovoltaico (R\$ 400 mi) e o CAPEX do Eletrolisador (R\$ 547 mi) [3]. Outro ponto relevante foi o custo proveniente da compra de energia que alcançou R\$ 501 mi ao longo da vida útil. O impacto do custo da água e do compressor foram significativamente menores do que os componentes principais.

### 3.2 LCOH Estocástico

Os valores de LCOH obtidos das simulações de Monte Carlo dos 6 casos analisados estão dispostos para comparação na Tabela 2.

O menor LCOH observado foi o da usina híbrida on-grid (Caso Base), com uma média de R\$ 13.92/kg sem BESS e 15.58/kg com BESS, se destacando como o cenário economicamente mais favorável entre os analisados. Com exceção do Caso 4 (Usina fotovoltaica off-grid), que apresentou um LCOH médio mais alto (R\$ 27.70/kg com BESS), os valores médios de LCOH dos demais cenários se situam na faixa de R\$ 13.92 a R\$ 17.22/kg sem BESS e entre R\$15.58 a R\$18.36/kg com BESS.

Essa constatação sugere que a implementação

do BESS com os custos atuais e para o preço da energia considerado neste estudo, não apresenta redução do LCOH para o tamanho das potências instaladas consideradas neste estudo.

A Tabela 3 apresenta o fator de uso médio do eletrolisador calculado nas simulações.

**Tabela 2:** Resultados de LCOH

Cenário	Sem BESS		Com BESS	
	Média (BRL/kg)	Média (USD/kg)	Média (BRL/kg)	Média (USD/kg)
Caso Base	13.92	2.44	15.58	2.73
Caso 2	16.82	2.95	17.59	3.09
Caso 3	16.44	2.88	18.09	3.17
Caso 4	24.69	4.33	27.70	4.86
Caso 5	15.00	2.63	16.65	2.92
Caso 6	17.22	3.02	18.36	3.22

**Fonte:** Autor.

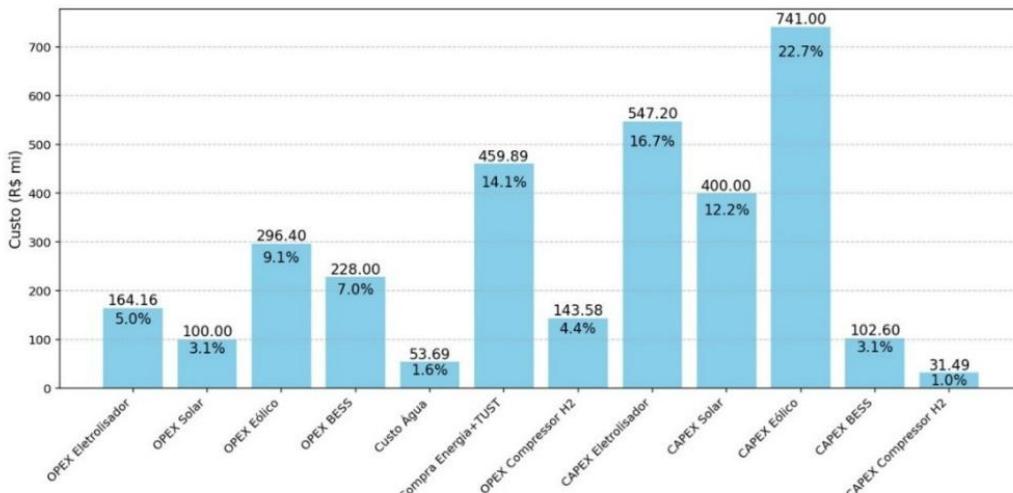
**Tabela 3:** Comparação do Fator de Capacidade.

Cenário	Fator de capacidade do Eletrolisador sem BESS e sem compra de energia (%)	Fator de capacidade do Eletrolisador com BESS e compra de energia (%)
Caso Base	83.65	100
Caso 2	83.65	90.30
Caso 3	33.78	100
Caso 4	33.78	36.91
Caso 5	66.13	100
Caso 6	66.13	72.05

**Fonte:** Autor.

Nos cenários que envolvem usinas fotovoltaicas ou eólicas (Casos 3 a 6), a configuração on-grid demonstrou desempenho superior em relação aos

**Figura 2 - Custos totais da usina (Caso Base)**



**Fonte:** Autor.

casos off-grid, com LCOH médios mais baixos (exemplo com BESS: R\$ 16.65/kg no Caso 5 com vs. R\$ 18.36/kg no Caso 6). Essa vantagem é atribuída à energia proveniente da rede, que reduz a intermitência inherente às fontes renováveis, estabilizando a operação e otimizando o fator de capacidade do eletrolisador. Tal efeito não foi observado nos Casos Base e 2 com configuração híbrida fotovoltaica e eólica, que apesar de permitirem a compra e venda de energia, enfrentaram um aumento nos custos associados à tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), o que compensou os ganhos obtidos com o maior fator de capacidade.

Ao comparar-se o desempenho das usinas eólicas e solares, verifica-se que a geração eólica apresenta um LCOH inferior, resultado de seu maior fator de capacidade. Essa diferença é particularmente evidente no Caso 4, que utiliza uma usina fotovoltaica de 100 MW com fator de capacidade de 23%, insuficiente para atender à demanda constante de 60 MW do eletrolisador mais os serviços auxiliares, levando a uma considerável redução da potência transmitida ao eletrolisador e da produção de H<sub>2</sub>, resultando em um LCOH elevado. Em contraste, as usinas eólicas (Casos 5 e 6) beneficiam-se de uma geração mais consistente, o que se reflete em custos mais competitivos.

Os histogramas das distribuições dos 6 casos analisados com BESS estão disponíveis na Figura 3 com os percentis 5 e 95% indicados pelas linhas verticais.

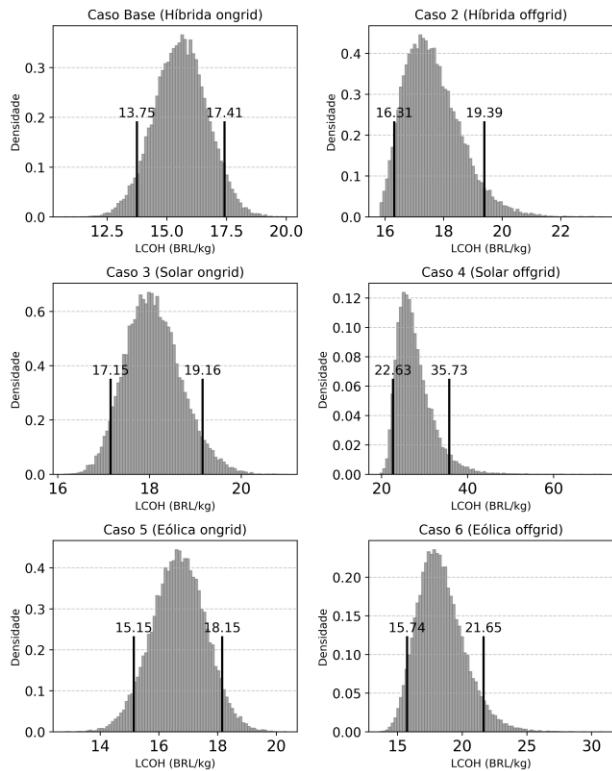
As 6 distribuições de LCOH da Figura 3 exibem uma forma aproximadamente gaussiana, no entanto, os cenários que possuem configuração off-grid (Casos 2, 4 e 6) apresentam assimetria com uma cauda direita mais longa, indicando um maior risco de LCOH extremos, principalmente para a solar off-grid. Combinado a essa característica, no gráfico da Figura 4, as configurações off-grid das usinas solar e eólica apresentam uma maior variância o que indica a maior incerteza nas previsões de custos com relação a variabilidade das fontes renováveis. O oposto acontece com a usina híbrida. Com 200MW de geração instalada a configuração on-grid apresentou maior variância devido a maior influencia da venda de energia no LCOH.

Os resultados indicam que o cenário mais competitivo economicamente é o da usina híbrida on-grid (Caso Base), com um LCOH médio de R\$ 13.92/kg (US\$ 2.44/kg), beneficiado pelo maior fator de capacidade da geração eólica, pela maior estabilidade proporcionada pela conexão à rede e

pela considerável redução do custo pela venda de energia.

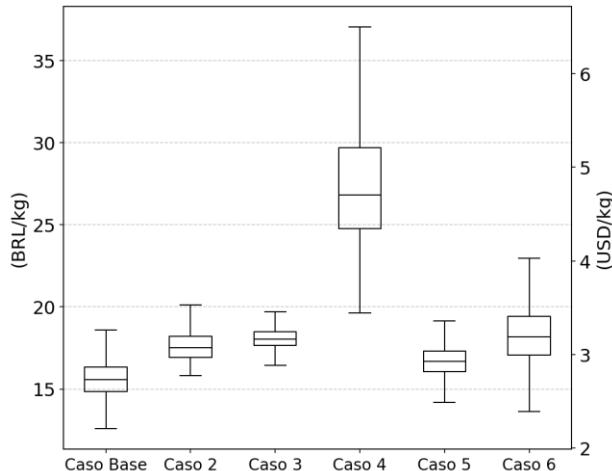
Em geral, as configurações on-grid apresentaram LCOH mais baixos em comparação com as off-grid, devido à possibilidade de complementar a geração renovável com energia da rede, reduzindo os impactos da intermitência. Contudo, essa relação depende do preço da energia comprada.

**Figura 3 - Histogramas do LCOH dos casos com BESS**



**Fonte:** Autor.

**Figura 4 - Boxplot dos 6 casos com BESS**



**Fonte:** Autor.

É possível que em determinados períodos o custo da energia comprada no ambiente de contratação livre seja maior que o custo de geração da usina, causando o efeito contrário.

Isso indica a necessidade de estudos adicionais para quantificar essa relação e otimizar a proporção entre os componentes da usina, incluindo as usinas eólica e solar, o eletrolisador e o BESS. Apesar deste benefício, a integração do BESS elevou os valores de LCOH, sugerindo que os custos atuais de aquisição e operação do sistema ainda representam um obstáculo para sua adoção. Contudo, esse resultado é válido para o contexto específico do estudo, sendo necessário investigar se a operação do BESS parametrizada por um preço de energia variável resulte em diminuição de custos.

A usina fotovoltaica off-grid (Caso 4) apresentou o maior LCOH (R\$ 27.70/kg), refletindo a baixa capacidade de geração contínua e a insuficiência para atender à demanda constante do eletrolisador. Esse resultado reforça a importância de fontes com maior consistência, como a eólica, ou de sistemas híbridos com acesso à rede.

As distribuições de LCOH obtidas revelaram maior incerteza nos cenários off-grid, com maior variância e assimetria, indicando riscos associados a custos elevados devido à intermitência das fontes renováveis, que resultam em curvas de geração desfavoráveis. Também se destaca a necessidade de avaliar com maior clareza o impacto das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST). A possibilidade de a usina operar exclusivamente como carga ou gerador, evitando a dupla tarifação (TUST de geração e carga), poderia reduzir os custos operacionais.

Os valores de LCOH do hidrogênio verde obtidos indicam que, atualmente, ele não é competitivo frente ao hidrogênio cinza, cujo custo nivelado pode variar entre 1.0 e 2.0 USD/kgH<sub>2</sub> [38] pelo método reforma de vapor de metano. Com as recentes previsões, que indicam um aumento da demanda e da escalabilidade da produção de eletrolisadores, deve-se reduzir significativamente o LCOH do hidrogênio verde, alcançando valores competitivos até 2050 [3].

## 4 Conclusão

Este estudo avaliou o LCOH da produção de hidrogênio verde por meio de usinas renováveis e BESS na região Nordeste do Brasil, utilizando a abordagem estocástica baseada em simulações de Monte Carlo para incorporar a variabilidade das

fontes solar e eólica. Os resultados indicam que o cenário mais competitivo economicamente é o da usina híbrida on-grid.

O uso do sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS) demonstra potencial para aumentar a capacidade de uso do eletrolisador e mitigar a variabilidade na produção.

Adicionalmente, a análise de políticas públicas e incentivos fiscais específicos para o Brasil poderia influenciar na redução do LCOH, ajudando o país a implementar uma transição energética mais eficaz e transformar-se no futuro num grande exportador de H<sub>2</sub> Verde.

Este estudo contribui ao integrar o BESS no cálculo do LCOH estocástico e demonstrar que a integração de sistemas de armazenamento de energia com a instalação de usinas em locais com alta geração renovável, como o Nordeste do Brasil, podem num futuro próximo, reduzir o custo de produção. Deve-se no entanto, para aprimorar a análise, extender o algoritmo de simulação incorporando uma simulação mais detalhada do eletrolisador e do BESS. Outra vertente a ser conduzida é complementar o presente estudo com uma análise técnica econômica completa calculando-se a TIR (Taxa Interna de Retorno) através de um Fluxo de Caixa Descontado estocástico.

## Referências

- [1] INCER-VALVERDE, Jimena *et al.* **"Colors" of hydrogen: definitions and carbon intensity. Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 291, p. 117294, set. 2023. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>.
- [2] European Comission Directorate-General for Energy. **Renewable hydrogen production: new rules formally adopted**. Disponível em: [https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20_en). Acesso em 10 set. De 2025.
- [3] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review 2024: Policies**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- [4] EPE, **Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural**, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

[abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%A3o%20Cinza.pdf](https://abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%A3o%20Cinza.pdf)

[5] U.S. DOE - NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers**, 2024. Disponível em: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf>

[6] IRENA. **ACCELERATING HYDROGEN DEPLOYMENT IN THE G7**, 2022. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Nov/IRENA\\_Hydrogen\\_deployment\\_G7\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Nov/IRENA_Hydrogen_deployment_G7_2022.pdf)

[7] ALBATAYNEH, Aiman et al. **Future of Electric and Hydrogen Cars and Trucks: an overview**. Energies, [S.L.], v. 16, n. 7, p. 3230, 3 abr. 2023. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/en16073230>.

[8] TOUILI, Samir et al. **A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco**. International Journal Of Hydrogen Energy, [S.L.], v. 43, n. 51, p. 22777-22796, dez. 2018. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.136>.

[9] YATES, Jonathon et al. **Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis**. Cell Reports Physical Science, [S.L.], v. 1, n. 10, p. 100209, out. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100209>.

[10] GIAMPIERI, Alessandro et al. **Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: a uk case study**. International Journal of Hydrogen Energy, [S.L.], v. 52, p. 589-617, jan. 2024. Elsevier BV. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.346>.

[11] BENALCAZAR, Pablo; KOMOROWSKA, Aleksandra. **Prospects of green hydrogen in Poland: a techno-economic analysis using a monte carlo approach**. International Journal Of Hydrogen Energy, [S.L.], v. 47, n. 9, p. 5779-5796, jan. 2022. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.001>.

[12] LOPES, Francisco de Costa et al. **Custos de Produção de hidrogênio por eletrólise: Perspectivas e desafios para o setor elétrico brasileiro**. In: XIX ERIAC - DÉCIMO NONO ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE, 19; CE C1 – Desenvolvimento de Sistemas Elétricos e Economia. 2023, Foz do Iguaçu. CIGRE, 2023. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/371131729\\_Custo\\_de\\_producao\\_H2\\_por\\_eletrolise](https://www.researchgate.net/publication/371131729_Custo_de_producao_H2_por_eletrolise) -

[Perspectivas e desafios para o Setor Eletrico brasileiro](#)

[13] GASPAR, Luana de Souza. **Optimal risk-averse design of green hydrogen projects in Brazil: a stochastic optimization approach**. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2024.

[14] ROY, Pranoy; HE, Jiangbiao; ZHAO, Tiefu; SINGH, Yash Veer. **Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: a review**. IEEE Open Journal Of The Industrial Electronics Society, [S.L.], v. 3, p. 81-104, 2022. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/ojies.2022.3144093>.

[15] TANG, Ou et al. **Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: on-grid or off-grid?**. Energy, [S.L.], v. 241, p. 122906, fev. 2022. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2021.122906>.

[16] IBÁÑEZ-RIOJA, Alejandro et al. **Off-grid solar PV-wind power-battery-water electrolyzer plant: simultaneous optimization of component capacities and system control**. Applied Energy, [S.L.], v. 345, p. 121277, set. 2023. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121277>.

[17] KECK, Felix et al. **The impact of battery energy storage for renewable energy power grids in Australia**. Energy, [S.L.], v. 173, p. 647-657, abr. 2019. Elsevier BV. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.02.053>.

[18] ABEEOLICA. **Boletim Annual 2024**, 2024. Disponível em: [https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2025/05/424\\_ABEEOLICA\\_BOLETIM-ANUAL-2025\\_PT\\_Final-Aprovado.pdf](https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2025/05/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-2025_PT_Final-Aprovado.pdf)

[19] EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

[20] ONS. **Resultados da Operação: Historico da Geração Eólica e Fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-geracao-eolica-e-solar>

[21] BUTTLER, Alexander; SPLIEHOFF, Hartmut. **Current status of water electrolysis for**

**energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review.** Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 82, p. 2440-2454, fev. 2018. Elsevier BV. Disponível em:  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>.

[22] HERNÁNDEZ-GÓMEZ, Ángel; RAMIREZ, Victor; GUILBERT, Damien. **Investigation of PEM electrolyzer modeling: electrical domain, efficiency, and specific energy consumption.** International Journal Of Hydrogen Energy, [S.L.], v. 45, n. 29, p. 14625-14639, maio 2020. Elsevier BV. DOI:  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.195>.

[23] – IEA. **Global Hydrogen Review 2025**, Revised version, October 2025, Paris  
<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>

[24] – Reuters. **Sinopec's first green hydrogen plant starts production in Xinjiang**, Updated June 30, 2023,  
<https://www.reuters.com/business/energy/sinopec-first-green-hydrogen-plant-xinjiang-starts-production-xinhua-2023-06-30/> Acesso em: 24 nov. 2025

[25] – Iberdrola. **Iberdrola commissions its largest green hydrogen plant for industrial use in Europe**,  
<https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant> Acesso em: 24 nov. 2025

[26] Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **Gigastack Phase 2: Pioneering UK Renewable Hydrogen Public Report**. Disponível em:  
[https://assets.publishing.service.gov.uk/media/61f957ca8fa8f5388b582d82/Phase\\_2\\_Report\\_-\\_ITM\\_Gigastack.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/61f957ca8fa8f5388b582d82/Phase_2_Report_-_ITM_Gigastack.pdf) Acesso em: 24 nov. 2025

[27] NEOM **Green Hydrogen Company**. Disponível em: <https://nghc.com/the-plant> Acesso em: 24 nov. 2025

[28] U.S. DOE H2NEW. **Hydrogen (H2) from Next-generation Electrolyzers of Water LTE Task 3c: System and Technoeconomic Analysis**, 2023. Disponível em:  
[https://h2new.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review23/p196d\\_badgett\\_2023\\_p-pdf.pdf?sfvrsn=d456c369\\_0](https://h2new.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review23/p196d_badgett_2023_p-pdf.pdf?sfvrsn=d456c369_0)

[29] Lazard. **2024 Levelized Cost Of Energy+**. 2024. Disponível em:  
<https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-vf.pdf>

[30] IRENA. **Renewable Power Generation Costs In 2024**, 2024 Disponível em:  
<https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>

[31] EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão, 2022**. Disponível em:  
<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>

[32] NREL. **Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update**. 2023. Disponível em:  
<https://docs.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>

[33] DCIDE. DashDenergia. Disponível em:  
<https://denergia.com.br/dashboard> Acesso em: 24 nov. 2025

[34] IRENA and Bluerisk. **Water for hydrogen production**. International Renewable Energy Agency, Bluerisk, Abu Dhabi, United Arab Emirates., 2023. Disponível em:  
<https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>

[35] CAERN. **Conheça nossas tarifas**. Disponível em: <https://caern.com.br/#/tarifas> Acesso em: 24 nov. 2025

[36] ANEEL. **Tarifas e Informações Econômico-Financeiras: TUST Rede Básica**. Disponível em:  
<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>

[37] Argonne. **Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis**. Disponível em:  
<https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>.

[38] Lewis, Eric, et al. **"Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies."** Apr. 2022. National Energy Technology Laboratory (NETL) <https://doi.org/10.2172/1862910>