

Avaliação de Risco do Custo Nivelado do Hidrogênio Verde considerando Geração de Fontes Renováveis e utilização de BESS

B.B.S Carvalho*. E.A. Sodré** R.F.D. Filho*** M.H.D. Marinho****

*Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, Brasil. E-mail: bruno.bertino@upe.br

**Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, Brasil. E-mail: easodre@gmail.com

***Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, Brasil. E-mail: roberto.dias@upe.br

****Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, Brasil. E-mail: marinho75@poli.br

Abstract: This study assesses the Levelized 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.

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*). Uma usina fotovoltaica hipotética de 100 MW e um parque eólico de 100 MW foram simulados, juntamente com 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.

Keywords: Green Hydrogen; Renewable Energy; BESS; Monte Carlo; Hybrid Renewable Power Plant

Palavras-chave: Hidrogênio Verde; Energia Renovável; BESS; Monte Carlo; Usina Híbrida Renovável

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

O hidrogênio verde tem emergido como uma alternativa crucial no cenário global de descarbonização. Produzido a partir de fontes renováveis com emissões praticamente nulas, ainda não possui definição consensual em escala mundial, embora alguns governos já adotem critérios próprios. As diretrizes da União Europeia (*Delegated Acts* 2023/1184 e 2023/1185) são referência: para ser classificado como *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. Fontes de origem biológica não são admitidas. A demanda por hidrogênio verde tem crescido rapidamente e deve aumentar substancialmente nas próximas décadas, impulsionada por incentivos e políticas públicas. Ainda assim, representa menos de 1% da demanda mundial (IEA, 2024).

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 competitiva em relação ao hidrogênio cinza (EPE, 2022a), devido à baixa escala de produção (NREL, 2024), aos custos da eletricidade renovável e ao consumo de recursos hídricos (IRENA, 2022). Em consequência, o custo do hidrogênio verde pode chegar a

ser até seis vezes superior ao do cinza (IEA, 2024). Isso torna relevante a exploração de novas configurações de produção por eletrólise, em busca de processos mais econômicos.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um algoritmo para avaliar o custo nivelado da produção de hidrogênio verde (LCOH) por usinas renováveis na região Nordeste do Brasil. Foi 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, via 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.

1.2 Revisão da Literatura

Na recente literatura, o LCOH por eletrólise apresenta uma considerável gama de valores devido à diversidade de configurações e sistemas. Touili et al. (2018) conduziram um estudo com diferentes tipos de instalações fotovoltaicas em

diversas localidades no Marrocos, obtendo um LCOH mínimo de 4,74 €/kgH₂. Yates et al. (2020) criaram um modelo para o cálculo do LCOH de uma usina fotovoltaica *off-grid* utilizando o método Monte Carlo, obtendo uma faixa de valores em média de 3,64 a 4,25 USD/kgH₂. Também foi observada a redução do LCOH com o aumento da capacidade da usina e da irradiância solar. Benalcázar e Komorowska (2022) calcularam o LCOH por simulações de Monte Carlo com base no potencial de geração renovável de diferentes regiões da Polônia. Também projetaram estimativas de redução significativa de custos para 2050 e um aumento na demanda de H₂. As simulações que apresentaram menores custos foram aquelas que dispõem de maiores fatores de capacidades das usinas.

No Brasil, Lopes, Pereira e Furtado (2023) realizaram uma análise de sensibilidade de uma planta PEM de baixa capacidade. A análise revelou que o custo da energia elétrica possui a maior influência no LCOH, seguido pelo CAPEX e fator de utilização. Gaspar (2024) 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. Os resultados apontam que o uso da rede como backup apresentou maior potencial se comparado a um caso de referência *off-grid*.

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 (Roy et al., 2022) que permitem aumentar a taxa de utilização do eletrolisador, reduzindo o custo nivelado do hidrogênio. Tang, Rehme e Cerin (2021) 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.

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. (2019) realizaram uma análise econômica na rede básica australiana, avaliando o impacto da adição do BESS nas usinas eólicas e solares. Os resultados indicaram que 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. Ibáñez-Rioja et al. (2023) 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.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Modelagem Estocástica

Para a modelagem estocástica da geração fotovoltaica e eólica horária, foram utilizados dados reais de geração fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por meio

do Histórico da Geração Eólica e Fotovoltaica, disponível em (ONS, 2026), foram extraídos os dados de geração horária durante o ano de 2022 pela usina fotovoltaica LUZIA localizada em Santa Luzia-PB e pelo conjunto de usinas eólicas São Clemente localizado no estado de Pernambuco.

A partir desses dados foram construídas para cada hora do dia, tanto para a geração PV quanto para geração eólica, uma função de massa de probabilidade que descreve a distribuição de probabilidade de uma variável aleatória discreta. Como exemplo pode ser visto na Figura 1 a distribuição de probabilidade discreta construída para a geração eólica para a hora 13:00. Tendo sido construídas 48 distribuições de probabilidade discreta para cada tipo de usina, 24 para a geração eólica e 24 para a geração fotovoltaica.

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 50.000 vezes, possibilitando ser calculado o LCOH estocástico considerando as possíveis curvas de geração da usina renovável. O algoritmo foi desenvolvido na linguagem Python.

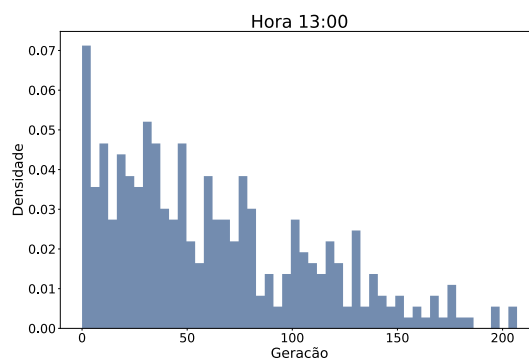


Fig. 1 A distribuição de probabilidade discreta da hora 13:00 para a geração eólica.

A consideração de perfis sazonais ou mensais de geração solar e eólica, embora de fácil implementação computacional, não trouxe aprimoramento relevante para o cálculo do LCOH neste estudo. O LCOH deve ser simples o suficiente para atuar como primeiro filtro em análises técnico-econômicas e, ao mesmo tempo, detalhado para capturar as questões técnicas principais. Como os dados históricos não revelaram variações sazonais expressivas capazes de alterar significativamente os resultados, os autores optaram por não implementar perfis sazonais ou mensais neste trabalho.

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) (Buttler e Spliethoff, 2018). O eletrolisador alcalino é uma tecnologia mais desenvolvida e barata, no entanto, o eletrolisador escolhido para esta análise é do tipo PEM devido à possibilidade de operação em baixa potência e tempo de *start-up* baixo (Hernández-Gómez,

Ramirez e Guilbert, 2020), o que o torna ideal para fontes intermitentes de energia.

2.3 Configuração 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(ϵ) de 58 kWh/kgH₂ (U.S. DOE, 2023) ao longo de sua vida útil. A capacidade de consumo máxima do eletrolisador (C_{PEM}) será definida em 60 MW. 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 tenham sido incluídos na análise.

As usinas fotovoltaica e eólica possuem 100 MW de potência instalada cada uma e o BESS 20MW/40MWh. São 6 cenários combinando 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*. Os casos analisados são os seguintes: Caso 1 usina eólica e fotovoltaica *on-grid* (E-F-ON); Caso 2 usina eólica e fotovoltaica *off-grid* (E-F-OFF); Caso 3 usina fotovoltaica *on-grid* (F-ON); Caso 4 usina fotovoltaica *off-grid* (F-OFF); Caso 5 usina eólica *on-grid* (E-ON); Caso 6 usina eólica *off-grid* (E-OFF). 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 da Planta

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 (1).

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

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 .

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 (2) 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.

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

$$Se\ BO_i > 0; VE_i = BO_i * C_{elet} \quad (3)$$

$$Se\ BO_i < 0; CO_i = BO_i * C_{elet} \quad (4)$$

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 $PH2_i$ em kg/h é dada por (5).

$$PH2_i = \frac{EL_i}{\epsilon} \quad (5)$$

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

$$CA_i = P_{agua} \cdot Cons_{agua} \cdot PH2_i \quad (6)$$

Em que P_{agua} é o preço da água em BRL/m³ e $Cons_{agua}$ é a quantidade de água usada na eletrólise para produzir hidrogênio em L/kgH₂.

2.5 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 2, que mostra a geração de energia e o balanço energético ao longo de 24 horas.

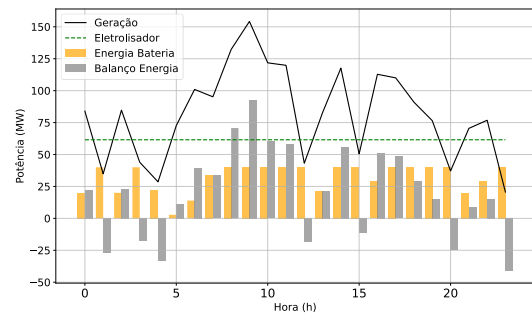


Fig. 2 Exemplo de 1 dia de operação da planta.

Com base nos valores de produção e custo totais da usina é realizado o cálculo do LCOH pela equação (7). Não serão consideradas taxas de importação, impostos e financiamento.

$$LCOH = \frac{CAPEX_{total} + OPEX_{total}}{PH2_{total}} \quad (7)$$

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 (8):

$$CAPEX_{total} = CAPEX_{fotovoltaica} + CAPEX_{eolica} +$$

$$CAPEX_{BESS} + CAPEX_{eletrolisador} + CAPEX_{compressor} \quad (8)$$

$OPEX_{total}$ são os custos operacionais totais da usina ao longo da vida útil (9):

$$OPEX_{Total} = OPEX_{Eletrolisador} + OPEX_{Fotovoltaica} - VEi + OPEX_{Eólica} + OPEX_{BESS} + CA_{total} + CO_{total} + TUST_{Total} + OPEX_{Compressor} + OPEX_{auxiliares} \quad (9)$$

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

3. RESULTADOS

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) juntos representando 62,7% dos custos totais da usina híbrida *off-grid*. Outro ponto relevante é o custo de OPEX da usina eólica com R\$ 296 mi ao longo de toda a vida útil. O impacto do custo da água e do compressor foi significativamente menor do que os componentes principais. O BESS representa 8% dos custos com R\$ 206 mi.

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 1), com uma média de R\$ 13,92/kg sem BESS e R\$14,94/kg com BESS, destacando-se 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\$ 25,88/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\$ 14,94 a R\$ 17,84/kg com BESS. Com os custos atuais de BESS e o preço de energia adotado, o armazenamento não reduz o LCOH nas potências instaladas simuladas. A Tabela 3 apresenta o fator de uso médio do eletrolisador calculado nas simulações. Nos cenários que envolvem usinas fotovoltaicas ou eólicas (Casos 3 a 6), a configuração *on-grid* demonstrou desempenho superior em relação aos casos *off-grid*, com LCOH médios mais baixos (exemplo com BESS: R\$ 16,02/kg no Caso 5 com vs. R\$ 17,48/kg no Caso 6).

Essa vantagem é atribuída à energia proveniente da rede, que reduz a intermitência inerente às fontes renováveis, estabilizando a operação e otimizando o fator de capacidade do eletrolisador. Nas usinas híbridas, o Caso 1 apresentou um aumento nos custos associados à tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), o que foi compensado pela venda de energia resultando em um LCOH menor que a configuração híbrida *off-grid* (Caso 2). 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. Isso leva a uma considerável redução da potência transmitida ao eletrolisador e da produção de H₂, resultando

Tabela 1: Variáveis técnicas e econômicas.

Variável	Valor	Referência
Vida Útil	20 anos	-
Eletrolisador-CAPEX	1600 USD/kW	Lazard, 2024
Eletrolisador-OPEX anual	1,5 % do Capex	Lazard, 2024
Eletrolisador-eficiência média (ϵ)	58 kWh/kg	U.S. DOE, 2023
Usina Eólica-CAPEX	1300 USD/kW	IRENA, 2025
Usina Eólica-OPEX anual	2 % do Capex	IRENA, 2025
Usina Fotovoltaica-Capex	4000 R\$/kW	EPE, 2022b
Usina Fotovoltaica-OPEX anual	1,25 % do Capex	EPE, 2022b
BESS-Capex	450 USD/kWh	NREL, 2023
BESS-OPEX	50 USD/kW ano	NREL, 2023
Custo Eletricidade Renovável	0,20 R\$/kWh	Denegia, 2025
Água-Demanda	17,5 L/kg	IRENA, 2023
Água-Custo	2,97 USD/m ³	CAERN, 2026
TUST de geração mensal	11,13 R\$/kW mês	ANEEL, 2025
TUST de carga mensal	5,45 R\$/kW mês	ANEEL, 2025
Compressor-CAPEX	5340 USD/kg/h	ANL, 2006
Compressor-Demanda	1,49 kWh/kg	ANL, 2006
Compressor-OPEX anual	4 % do Capex	ANL, 2006

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 seis distribuições de LCOH são aproximadamente gaussianas. Nos casos *off-grid* (2, 4 e 6), porém, há assimetria com cauda direita mais longa. Isso indica maior risco de LCOH extremos, sobretudo na 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 à variabilidade das fontes renováveis. O oposto acontece com a usina híbrida. Com 200 MW de geração instalada, a configuração *on-grid* apresentou maior variância devido à maior influência da venda de energia no LCOH. Os resultados indicam que o cenário mais competitivo economicamente é o da usina híbrida *on-grid* (Caso 1), com um LCOH médio de R\$ 13,92/kg (US\$ 2,44/kg). O resultado se deve a três fatores: maior fator de

capacidade eólica, estabilidade da conexão à rede e receita com 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.

Tabela 2: Resultados de LCOH médios (BRL/ kg)

Cenário	Sem BESS	Com BESS
Caso 1 E-F-ON	13,92	14,94
Caso 2 E-F-OFF	16,86	16,93
Caso 3 F-ON	16,45	17,46
Caso 4 F-OFF	24,69	25,88
Caso 5 E-ON	15,00	16,02
Caso 6 E-OFF	17,22	17,48

Tabela 3: Comparação do Fator de Capacidade com planta *off-grid*.

Cenário	Fator de capacidade do eletrolisador sem BESS (%)	Fator de capacidade do eletrolisador com BESS (%)
Caso 2	83,51	90,12
Caso 4	33,74	36,92
Caso 6	66,13	72,05

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 da maior produção, 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. 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\$ 25,88/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.

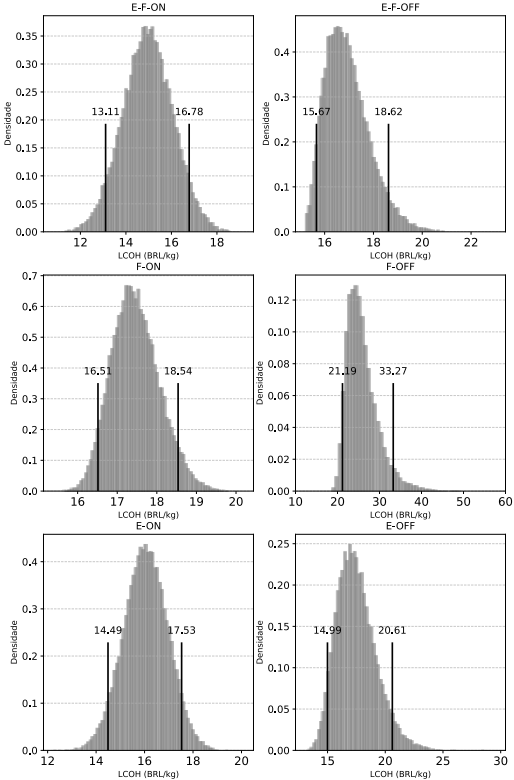


Fig. 3 Distribuições de LCOH por caso.

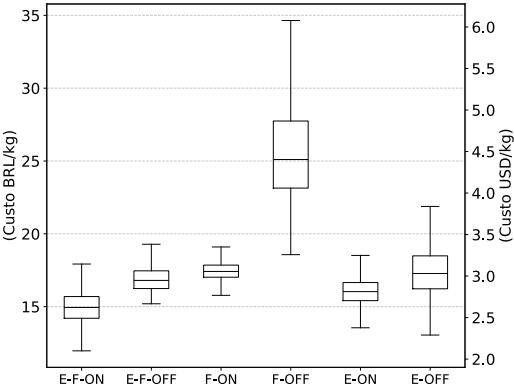


Fig. 4 Boxplot das distribuições de LCOH por caso.

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, em função das premissas técnicas, econômicas e operacionais adotadas neste estudo, o LCOH estimado permaneceu superior ao intervalo de custo de referência considerado para o hidrogênio cinza, cujo custo nivelado pode variar entre 1,0 e 2,0 USD/kgH₂ (Lewis et al., 2022). Tal resultado, contudo, não desqualifica o hidrogênio verde. Deve ser considerada a contribuição ambiental, pois, para a demanda de hidrogênio definida, a planta evitaria uma emissão de 78.840 toneladas de CO₂, considerando uma taxa de 9 kg de CO₂ por kg de H₂ do processo de reforma a vapor do metano (Yagüe et al., 2024).

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2025). *Tarifas e informações econômico-financeiras*. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>.
- ANL (2006). *Hydrogen delivery scenario analysis model (HDSAM)*. Disponível em: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>.
- Benalcazar, P. e Komorowska, A. (2022). Prospects of green hydrogen in Poland: A techno-economic analysis using a Monte Carlo approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(9), pp.5779–5796.
- Buttler, A. e Spliethoff, H. (2018). 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*, 82(3), pp.2440–2454.
- CAERN (2026). *Tarifas CAERN*. Disponível em: <https://caern.com.br/%23/tarifas>. (Acesso em: 24 nov. 2025)
- Denergia (2025). *Dashboard Dcide*. Disponível em: <https://dennergia.com.br/dashboard>. (Acesso em: 24 nov. 2025)
- EPE (2022a). *Hidrogênio cinza: produção a partir da reforma a vapor do gás natural*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>
- EPE (2022b). *Plano decenal de expansão de energia 2031*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>.
- European Commission (2023). Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184. *Official Journal of the European Union*.
- Gaspar, L. de S. (2024). *Optimal risk-averse design of green hydrogen projects in Brazil: a stochastic optimization approach*. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio. Rio de Janeiro.
- Hernández-Gómez, Á., Ramirez, V. e Guilbert, D. (2020). Investigation of PEM electrolyzer modeling: Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(29), pp.14625–14639.
- Ibáñez-Rioja, A., Järvinen, L., Puranen, P., Kosonen, A., Ruuskanen, V., Hynynen, K., Ahola, J. e Kauranen, P. (2023). Off-grid solar PV–wind power–battery–water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control, *Applied Energy*. 345, pp.121277.
- IEA (2024). *Global hydrogen review 2024*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.
- IRENA (2022). *Accelerating hydrogen deployment in the g7*. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Nov/IRENA_Hydrogen_deployment_G7_2022.pdf
- IRENA e Bluerisk (2023). *Water for hydrogen production*. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>.
- IRENA (2025). *Renewable power generation costs in 2024*. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>.
- Keck, F., Lenzen, M., Vassallo, A. e Li, M. (2019). The impact of battery energy storage for renewable energy power grids in Australia. *Energy*, 173, pp.647–657.
- Lazard (2024). *LCOE+*. Disponível em: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf.
- Lewis, E.J., McNaul, S., Jamieson, M., Henriksen, M., Matthews, H., Walsh, L., Grove, J., Shultz, T. e Stevens, R. (2022). *Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies*. DOE/NETL-2022/3241. Pittsburgh, PA: NETL.
- Lopes, F.C., Pereira, M.G. e Furtado, J.G.M. (2023). Custo de produção H2 por eletrólise - perspectivas e desafios para o setor elétrico brasileiro. *XIX ERIAC décimo nono encontro regional ibero-americano do CIGRE*. Foz do Iguaçu. Maio 2023.
- NREL (2023). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*. Disponível em: <https://docs.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>
- NREL (2024). *Updated manufactured cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers*. Disponível em: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf>
- ONS (2026). *Histórico 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>
- Roy, P., He, J., Zhao, T. e Singh, Y.V. (2022). Recent advances of wind-solar hybrid renewable energy systems for power generation: A Review. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, 3, pp.81–104.
- Tang, O., Rehme, J. e Cerin, P. (2021). Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid? *Energy*, 241, p.122906.
- Touili, S., Alami Merrouni, A., Azouzoute, A., El Hassouani, Y. e Amrani, A. (2018). A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(51), pp.22777–22796.
- U.S. DOE (2023). *H2NEW: Hydrogen (H2) from Next-generation Electrolyzers of Water LTE Task 3c: system and technoeconomic analysis*. Disponível em: https://h2new.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review23/p196d_badgett_2023_ppdf.pdf
- Yagüe, L., Linares, J.I., Arenas, E. e Romero, J.C. (2024). Levelized Cost of Biohydrogen from Steam Reforming of Biomethane with Carbon Capture and Storage (Golden Hydrogen)—Application to Spain, *Energies*, 17(5), pp.1134–1134.
- Yates, J., Daiyan, R., Patterson, R., Egan, R., Amal, R., Ho-Baille, A. e Chang, N.L. (2020). Techno-economic analysis of hydrogen electrolysis from off-grid stand-alone photovoltaics incorporating uncertainty analysis. *Cell Reports Physical Science*, 1(10), p.100209.