

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE USINAS CCGT-CSP ALIMENTADAS POR GÁS NATURAL E HIDROGÊNIO. / TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF CCGT-CSP POWER PLANTS FUELED BY NATURAL GAS AND HYDROGEN.

Lucas Urgal Tavares Ribeiro¹, Washington Orlando Irrazabal Bohorquez²

¹Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil —

lucasurgal.ribeiro@estudante.ufjf.br

²Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil — washington.irrazabal@ufjf.br

Recebido em: 16/12/2025 | Aprovado em: 23/01/2026 | Publicado em: 03/02/2026

Resumo / Abstract

Este trabalho apresenta uma análise técnico econômica detalhada de uma usina híbrida de Ciclo Combinado a Gás Natural integrada à Energia Solar Concentrada (CCGT-CSP), operando com combustão híbrida de gás natural e hidrogênio. O objetivo central é avaliar a viabilidade econômica dessa configuração por meio do cálculo do Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE – Levelized Cost of Electricity) e do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH – Levelized Cost of Hydrogen), considerando dois cenários distintos de mistura volumétrica de combustível: 20% e 40% de hidrogênio. A usina foi integralmente modelada e simulada no software TRNSYS, permitindo a obtenção de dados energéticos consistentes e fisicamente fundamentados, diferentemente de abordagens baseadas exclusivamente em valores estimados da literatura.

Palavras-chave: Usina híbrida, CSP-CCGT, hidrogênio, LCOE, LCOH, análise técnico-econômica.

This work presents a detailed techno-economic analysis of a hybrid Natural Gas Combined Cycle (CCGT) power plant integrated with Concentrated Solar Power (CSP), operating with hybrid combustion of natural gas and hydrogen. The main objective is to evaluate the economic feasibility of this configuration by calculating the Levelized Cost of Electricity (LCOE) and the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), considering two distinct volumetric fuel blending scenarios: 20% and 40% hydrogen. The plant was fully modeled and simulated in TRNSYS software, enabling the generation of consistent and physically-based energy data. Economic analysis included deterministic cost scenarios and a probabilistic Monte Carlo method. Results show that increasing the hydrogen share from 20% to 40% reduces the LCOE by 1.95–2.50%, decreases cost variability, and enhances resilience to natural gas price fluctuations. The integrated analysis demonstrates the economic viability and risk mitigation potential of hybrid CSP-CCGT plants with hydrogen integration in the energy transition context.

Keywords: Hybrid power plant; CSP-CCGT; Hydrogen; LCOE; LCOH; Techno-economic analysis.

1. Introdução / Introduction

A crescente necessidade de mitigação das emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico tem impulsionado o desenvolvimento de sistemas híbridos capazes de integrar tecnologias térmicas consolidadas com fontes renováveis e novos vetores energéticos. Nesse contexto, usinas de ciclo combinado a gás natural (CCGT) acopladas a sistemas de energia solar concentrada (CSP) e à produção de hidrogênio por eletrólise têm sido amplamente investigadas como alternativas promissoras para a redução de emissões de CO_2 , mantendo elevados níveis de eficiência e confiabilidade operacional (Spelling, 2013; Mondol e Carr, 2017; Paula et al., 2024). O presente trabalho realiza uma análise técnico-econômica detalhada de uma usina híbrida CCGT-CSP com produção interna de hidrogênio, avaliando simultaneamente os custos nivelados de eletricidade (LCOE) e de hidrogênio (LCOH), bem como os impactos econômicos e ambientais da substituição parcial do gás natural por hidrogênio na combustão da turbina a gás. A modelagem termodinâmica do ciclo combinado, bem como da integração com o campo solar, fundamenta-se em princípios clássicos da termodinâmica aplicados a sistemas de potência (Moran et al., 2014), aliados a metodologias de análise termoeconômica amplamente empregadas em estudos de usinas híbridas CSP-CCGT (Spelling, 2013; Mondol e Carr, 2017).

A planta analisada possui potência líquida de aproximadamente 25 MW e é composta por quatro subsistemas principais: o campo solar com receptor central (CSP), o ciclo de Brayton (turbina a gás), o ciclo de Rankine (ciclo a vapor de recuperação) e a unidade de eletrólise para produção de hidrogênio. Os três primeiros subsistemas compõem a unidade CSP-CCGT, responsável por produzir a energia elétrica, e o último subsistema compõe a unidade de eletrólise, responsável por fornecer o hidrogênio verde, que é armazenado em tanques criogênicos e posteriormente utilizado como parte do combustível na câmara de combustão da turbina a gás. Dessa forma, estabelece-se uma interdependência entre a geração de eletricidade e a produção de hidrogênio, exigindo um procedimento iterativo para o cálculo consistente do LCOE e do LCOH. A planta construída no Trnsys é mostrada na figura 1 abaixo, na qual os subsistemas são devidamente detalhados.

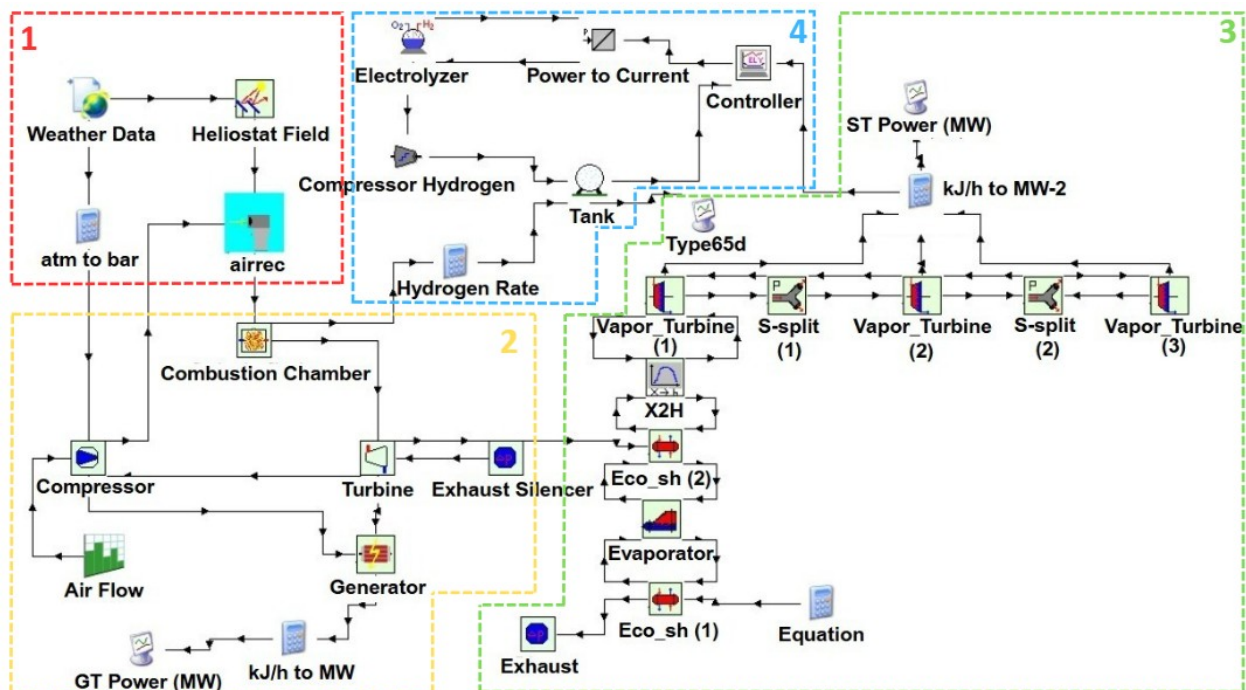


Figura 1 -- Planta de potência completa construída no Trnsys e seus subsistemas. / Figure 1 -- Complete power plant built in TRNSYS and its subsystems.

Na figura 1, os subsistemas estão destacados por cores e números. O subsistema 1, destacado em vermelho, é o campo solar com receptor central, ou CSP, o subsistema 2, destacado em amarelo, é o ciclo brayton, o subsistema 3, destacado em verde, é o ciclo rankine, e o subsistema 4, destacado em azul, é a unidade de eletrólise. Conforme explicado, os subsistemas 1,2 e 3 juntos compõem a unidade CSP-CCGT. O funcionamento da planta se dá da seguinte forma: Primeiramente, temos no subsistema 1, o campo de espelhos, responsável por concentrar a energia solar em um trocador de calor, chamado de “airrec”. Ademais, esse espelho recebe dados climáticos da cidade de Salvador-BA, onde considerou-se a planta instalada. Esse conjunto, portanto, é responsável por pré-aquecer o ar antes que este entre na câmara de combustão, de modo que seja necessário menos combustível para fornecer a energia necessária para os gases de combustão moverem a turbina a gás. Dessa forma, no subsistema 2, ocorre o ciclo brayton, ou seja, esse ar pré-aquecido é direcionado à câmara de combustão, que recebe uma mistura de combustível de gás natural e hidrogênio, sendo que este hidrogênio é oriundo do subsistema 4, e, portanto, seu custo de geração interfere diretamente nos custos de combustível da unidade CSP-CCGT. Após a combustão, temos o acionamento da turbina a gás e do gerador, e os gases de escape são direcionados para o subsistema 3, onde ocorre o ciclo rankine. Nesse ciclo, os gases de escape da turbina a gás são enviados para realizar a troca de calor em caldeiras evaporativas, e o vapor d’água é utilizado em turbinas a vapor de alta, média e baixa pressão, respectivamente. Dessa forma, temos novamente produção de eletricidade pelas turbinas a vapor. Esse é o funcionamento da unidade CSP-CCGT, que engloba os três primeiros subsistemas. paralelamente à tudo isso, a unidade de eletrólise, ou subsistema 4, recebe a energia elétrica da

unidade CSP-CCGT para realizar a eletrólise e a geração de hidrogênio. Como parte da energia elétrica é, indiretamente, oriunda dos espelhos concentradores de energia solar, que diminuem o custo energético via combustível do processo, pode-se considerar que esse hidrogênio é oriundo de uma parcela de energia renovável. Dessa forma, a unidade de eletrólise tem toda uma estrutura que gera um custo para o hidrogênio produzido, e esse custo depende também do preço da energia elétrica fornecida pela unidade CSP-CCGT, ou seja, é como se a unidade de eletrólise estivesse comprando a energia elétrica da unidade principal. Esse método é utilizado pois auxilia no estudo individual das partes da planta, e possibilita uma análise mais precisa da planta. Dessa forma, temos que o preço da energia elétrica influencia diretamente no custo da geração de hidrogênio, que por sua vez, é um custo de combustível, e também influência no custo de geração elétrica. Dessa forma, temos um processo iterativo, o qual necessita um código em python capaz de realizar as iterações e determinar os custos finais, dados pelo LCOE e LCOH.

2. Metodologia / Methodology

A formulação adotada segue metodologias clássicas de avaliação econômica de sistemas energéticos, amplamente utilizadas em análises de custo de geração e estudos de viabilidade de projetos de energia (Short et al., 1995; Barros et al., 2016; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016). Do ponto de vista metodológico, o LCOE foi calculado com base na definição adotada pelo Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), que expressa o custo real constante da eletricidade necessário para que o projeto apresente retorno igual à taxa de desconto ao longo de sua vida útil. O LCOE é definido pela equação 1 abaixo:

$$LCOE = TLCC / TLEP \text{ (Eq. 1)}$$

em que TLCC representa o custo total do ciclo de vida da usina e TLEP a produção total de energia elétrica ao longo da vida útil, ambas descontadas no tempo. O custo total do ciclo de vida é dado pela equação 2 abaixo:

$$TLCC = C_i + C_d + \sum_{t=1}^T \frac{(O \& Mt + Ft + CO_2t)}{(1 + DRr)^t} \text{ (Eq. 2)}$$

onde C_i são os custos de investimento, C_d os custos de descomissionamento, $O \& Mt$ os custos de operação e manutenção, que podem ser divididos entre $FO \& Mt$ (Custos fixos de operação e manutenção) e $VO \& Mt$ (Custos variáveis de operação e manutenção), Ft os custos de combustível, CO_2t os custos associados às emissões de carbono, T é a vida útil da planta, considerada como 25 anos, e DRr a taxa real de desconto. A produção total de energia elétrica é calculada na equação 3 abaixo:

$$TLEP = \sum_{t=1}^T \frac{Et}{(1 + DRr)^t} \text{ (Eq. 3)}$$

Onde E_t é a energia elétrica total produzida no ano t . De forma análoga, o LCOH foi calculado para a unidade de eletrólise, considerando custos de investimento, operação e manutenção, reposição do stack do eletrolisador, armazenamento de hidrogênio e custo da eletricidade consumida. O LCOH é definido por meio da equação 4 a seguir:

$$LCOH = ETLCC / TLHP \text{ (Eq. 4)}$$

sendo ETLCC o custo total do ciclo de vida da planta de eletrólise e TLHP a produção total de hidrogênio ao longo da vida útil, ambos descontados pela taxa de desconto específica do sistema de eletrólise. Essa abordagem é consistente com estudos recentes de avaliação do custo do hidrogênio renovável, que enfatizam a importância da análise do ciclo de vida e da integração com sistemas de geração elétrica (Holst et al., 2021; Povacz e Bhandari, 2023). O cálculo no ETLCC é demonstrado na equação 5 abaixo.

$$ETLCC = C_{el} + C_s + \sum_{t=1}^T \square (C_{EO} \& M_t + C_{elect} + C_{rept}) / (1 + EDRr)^t \text{ (Eq. 5)}$$

onde EDRr é a taxa real de desconto para a unidade de eletrólise, C_{el} são os custos de investimento da unidade de eletrólise, C_s são os custos de armazenamento do hidrogênio, $C_{EO} \& M_t$ são os custos de operação e manutenção da unidade de eletrólise, C_{elect} é o custo da energia elétrica utilizada pela unidade de eletrólise e C_{rept} é o custo de reposição do eletrolisador, feita em intervalos de 8.3 anos. O cálculo do THLP é demonstrado na equação 6 abaixo.

$$TLHP = \sum_{t=1}^T \square M_t / (1 + EDRr)^t \text{ (Eq. 6)}$$

onde M_t é a quantidade de hidrogênio produzido pela planta de eletrólise no ano t . Os dados econômicos utilizados neste estudo foram obtidos predominantemente a partir de relatórios institucionais e da literatura técnica especializada, assegurando coerência metodológica e representatividade dos cenários analisados. Os custos de investimento, operação e manutenção do ciclo combinado foram baseados em dados consolidados de custos de geração elétrica (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016), enquanto os custos associados ao campo solar CSP foram extraídos de estudos recentes sobre competitividade econômica e potencial de implantação dessa tecnologia (Khan et al., 2024). Os parâmetros econômicos da eletrólise e do armazenamento de hidrogênio foram definidos com base em análises de custo prospectivas e estudos de viabilidade de tecnologias de hidrogênio em escala industrial (Holst et al., 2021; Cheng et al., 2024; Amrani et al., 2024). Os preços do gás natural foram definidos considerando o histórico de preços nos últimos 28 anos para geração de energia elétrica (U.S. Energy Information Administration, 2025) e os custos associados às emissões de CO_2 foram obtidos utilizando os valores das últimas transações de mercado realizadas no ano de 2025 (Department for Energy Security & Net Zero, 2024).

3. Resultados e Discussão / Results and Discussion

Os dados energéticos utilizados no estudo foram extraídos diretamente das simulações no TRNSYS. Em ambos os cenários (20% e 40% de hidrogênio), a produção anual de eletricidade da usina principal é de aproximadamente 219 GWh. No caso de 20% de hidrogênio, o consumo anual de eletricidade pelo eletrolisador é da ordem de 21,5 GWh, resultando em uma produção anual de cerca de 425 toneladas de hidrogênio. Para o cenário de 40% de hidrogênio, o consumo elétrico do eletrolisador aumenta para aproximadamente 35,8 GWh, com produção anual em torno de 712 toneladas de hidrogênio. O aumento da fração de hidrogênio implica redução proporcional do consumo de gás natural e das emissões de CO₂. As tabelas 1 e 2 abaixo mostram os dados de custo para a unidade CSP-CCGT e para a unidade de eletrólise. O “S” antes do custo específico indica que é relativo à parte de energia solar concentrada da planta, e o “T” antes do custo específico indica que este é relativo ao ciclo combinado entre as turbinas a gás e a vapor.

Tabela 1 -- Dados de custo da unidade CSP-CCGT para os casos baixo, médio e alto. / Table 1 -- Cost data for the CSP-CCGT unit for low, medium, and high cases.

Dado de custo	Custos para o Caso Baixo	Custos para o Caso Médio	Custos para o Caso Alto
SCi* (US\$/m ²)	216.86	271.08	325.30
TCi* (US\$/kW)	551.81	676.38	325.30
Cd* (US\$/MWh)	0	0.5	1
SO&Mt* (%Ci*/year)	2	2.5	3
TFO&Mt* (US\$/kW/year)	12.53	15.66	18.79
TVO&Mt* (US\$/MWh/year)	3.10	3.88	4.66
DRr (%)	5	7.5	10
CO2t* (UScents/kgCO ₂)	4.62	4.62	4.62
Custo do gás natural (US\$/m ³)	0.15	0.25	0.35
Vida da unidade CSP-CCGT (years)	25	25	25

* Custo específico associado com o custo mencionado na formulação do LCOE.

Tabela 2 -- Dados de custo da unidade de eletrólise para os casos baixo, médio e alto. / Table 2 -- Cost data for the electrolysis unit for low, medium, and high cases.

Dado de custo	Custos para o Caso Baixo	Custos para o Caso Médio	Custos para o Caso Alto
---------------	--------------------------	--------------------------	-------------------------

	Baixo	Médio	Alto
Cel* (US\$/kWAC)	829.23	1,036.54	1,243.85
CEO&Mt * (%Cel*/year)	2	2.2	2.4
Crept * (%Cel*/replacement)	30	35	40
Cs* (US\$/kgH ₂)	400	400	400
EDRr (%)	5	6	7
Electrolyzer stack life (years)	8.3	8.3	8.3
Electrolysis unit life (years)	25	25	25

* Custo específico associado com o custo mencionado na formulação do LCOH.

A análise econômica foi conduzida por meio de duas abordagens complementares. Na primeira, adotaram-se cenários de custos baixo, médio e alto para os principais parâmetros econômicos, como custos de investimento, operação e manutenção, preço do combustível e taxa de desconto. Na segunda abordagem, foi empregado o método de Monte Carlo, com 100.000 iterações, considerando o preço do gás natural como variável aleatória com distribuição normal, permitindo avaliar a sensibilidade estatística do LCOE às incertezas do mercado de combustíveis (Barros et al., 2016).

Utilizando o primeiro método, o custo nivelado da eletricidade (LCOE) para uma participação de 20% de hidrogênio variou de 4,61 a 8,01 centavos de dólar por kWh, com um valor intermediário de 6,17 centavos de dólar por kWh. Quando a participação de hidrogênio foi aumentada para 40%, o LCOE variou entre 4,52 e 7,81 centavos de dólar por kWh, com um valor intermediário de 6,02 centavos de dólar por kWh. No que diz respeito ao custo nivelado do hidrogênio (LCOH), o cenário com 20% de hidrogênio apresentou valores entre US\$3,42/kg e US\$5,72/kg, resultando em um valor médio de US\$4,48/kg. Para o cenário com 40% de hidrogênio, o LCOH variou de US\$ 3,36/kg a US\$5,59/kg, com um valor médio correspondente de US\$4,39/kg. Esses resultados demonstram que o aumento da fração de hidrogênio de 20% para 40% leva a uma redução significativa no LCOE. Especificamente, observam-se reduções de 1,95%, 2,43% e 2,50% nos cenários baixo, médio e alto, respectivamente, indicando uma diminuição relevante nos custos de eletricidade.

A decomposição dos custos do LCOE mostra que os custos de combustível dominam a estrutura de custos da usina, representando mais de 60% do valor total em ambos os cenários. No caso de 40% de hidrogênio, observa-se aumento da participação dos custos de produção de hidrogênio, compensado por reduções nos custos de gás natural e de direitos de emissão de CO₂. Os

demais custos, como investimento e operação e manutenção, apresentam variações relativamente pequenas entre os cenários.

Ademais, quanto à aproximação de monte carlo, observa-se que, para 20% de hidrogênio, há uma probabilidade de 80% de que o LCOE esteja entre 4,47 e 8,04 centavos de dólar por kWh, enquanto para 40% de hidrogênio há uma probabilidade de 80% de que o LCOE esteja entre 4,50 e 7,71 centavos de dólar por kWh. Essa redução da variabilidade é devido ao maior uso do hidrogênio, o que mostra que o gás natural contribui mais com a variabilidade estatística, como era esperado, haja vista que a variação do preço do gás natural nos últimos 28 anos foi utilizada, e não a variação do preço do hidrogênio. A análise probabilística permite ainda interpretar os resultados sob a ótica de risco econômico, aspecto particularmente relevante para projetos de geração de energia de grande porte. Observa-se que, para o cenário com maior participação de hidrogênio, a probabilidade de ocorrência de valores extremos elevados de LCOE é reduzida, o que implica menor exposição financeira a cenários adversos de preço do combustível. Dessa forma, a integração da produção de hidrogênio atua como um mecanismo indireto de mitigação de risco, tornando a planta menos sensível a oscilações abruptas do mercado de gás natural.

Além disso, o uso do método de Monte Carlo demonstra-se especialmente adequado para a avaliação de sistemas híbridos complexos, nos quais múltiplas incertezas econômicas podem influenciar significativamente o resultado final. Embora neste trabalho a análise probabilística tenha sido aplicada principalmente ao preço do combustível, a metodologia pode ser facilmente estendida para incluir incertezas associadas a taxas de desconto, custos de investimento, custos de operação e manutenção e preços de carbono. Assim, a abordagem probabilística reforça a robustez dos resultados obtidos e amplia a aplicabilidade da metodologia proposta para estudos futuros de viabilidade econômica em sistemas energéticos avançados.

De forma geral, os resultados demonstram que a adoção de maiores frações de hidrogênio na combustão da turbina a gás é economicamente viável e conduz simultaneamente à redução do LCOE, do LCOH e das emissões de CO₂. Esses resultados estão alinhados com avaliações recentes que apontam o potencial das usinas híbridas CSP-CCGT como soluções de transição capazes de combinar eficiência, flexibilidade operacional e redução de impacto ambiental (Mondol e Carr, 2017; Paula et al., 2024). Do ponto de vista econômico, a análise evidencia que a integração entre geração elétrica e produção de hidrogênio cria um efeito de retroalimentação positiva, no qual a redução do custo da eletricidade impacta diretamente o custo do hidrogênio, e vice-versa, contribuindo para a diminuição do custo total do combustível utilizado na usina. Esse comportamento reforça a importância de se analisar conjuntamente os sistemas de geração e de eletrólise, uma vez que avaliações isoladas poderiam mascarar benefícios econômicos relevantes associados à operação integrada.

4. Conclusão / Conclusion

Ademais, os resultados demonstram que, comparando os cenários de 20 e 40% de hidrogênio, temos que, para os casos de baixo, médio e alto custo, quando utilizamos 40% de hidrogênio, as reduções no custo médio da eletricidade são, respectivamente, 1,95%, 2,43% e 2,50%, conforme já explicado anteriormente. Ademais, temos que, para o caso médio com a abordagem de monte carlo, quando utilizamos 40% de hidrogênio existe uma redução de 10.08% na faixa de custo possível dentro de uma possibilidade de 80%, além de uma redução de 2.39% no custo médio. Dessa forma, pode-se concluir que utilizar uma maior porcentagem de hidrogênio torna a usina mais resiliente à flutuações de mercado, como o preço do gás natural, e à mudanças em políticas energéticas e ambientais, especialmente aquelas relacionadas à precificação de carbono. Assim, mesmo considerando as perdas energéticas inerentes ao processo de eletrólise, a configuração com maior fração de hidrogênio apresenta vantagens econômicas e estratégicas que a qualificam como uma alternativa atrativa no contexto da transição energética e da descarbonização do setor elétrico.

Além disso, a análise detalhada dos custos da planta evidencia que os valores econômicos adotados neste estudo foram obtidos predominantemente a partir de relatórios institucionais e trabalhos consolidados da literatura, buscando garantir consistência metodológica e aderência a cenários realistas de mercado. Os custos de investimento, operação e manutenção do ciclo combinado a gás natural foram extraídos principalmente dos relatórios do Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), amplamente utilizados em estudos de LCOE, enquanto os custos associados ao sistema de energia solar concentrada foram estimados com base em análises termo econômicas de usinas híbridas CSP-CCGT disponíveis na literatura especializada. Para a unidade de eletrólise e o sistema de armazenamento de hidrogênio, os valores de investimento, manutenção e substituição de componentes foram obtidos de estudos recentes focados em eletrólise de baixa temperatura e tecnologias de armazenamento (Holst et al., 2021; Cheng et al., 2024; Amrani et al., 2024), refletindo tendências atuais de custos para sistemas em escala industrial. Os preços do gás natural foram baseados em séries históricas do mercado norte-americano, corrigidas para valores reais, enquanto os custos de emissões de CO₂ seguiram valores praticados em mercados regulados de carbono. Dessa forma, a estrutura de custos da planta resulta da combinação de fontes reconhecidas e hipóteses conservadoras, permitindo uma avaliação econômica coerente e reproduzível, adequada para a análise comparativa entre diferentes frações de hidrogênio no combustível.

Por fim, o trabalho estabelece uma metodologia robusta para a avaliação integrada de custos de eletricidade e hidrogênio em sistemas híbridos complexos, podendo ser estendida a outras configurações, diferentes percentuais de hidrogênio ou a fontes renováveis adicionais, como solar fotovoltaica e eólica. Os resultados fornecem uma base sólida para estudos futuros voltados à otimização econômica e ambiental de usinas híbridas de geração de energia.

Agradecimentos / Acknowledgements

Os autores agradecem o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e toda a infraestrutura de pesquisa fornecida pelo Centro de Excelência em Sistemas de Propulsão e Energia, Laboratório de Ciências Termo-Hidráulicas, Faculdade de Engenharia, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, e a Universidade Federal de Juiz de Fora.

Referências / References

AMRANI, S.; MERROUNI, A.; TOULI, S.; OUALI, H.; DEKHISSI, H. An AHP-GIS combination for site suitability analysis of hydrogen production units from CSP PV solar power plants in Morocco. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 56, p. 369-382, 2024.

BARROS, J.; COIRA, M.; LÓPEZ, M.; GOCHI, A. Probabilistic life-cycle cost analysis for renewable and non-renewable power plants. *Energy*, v. 112, p. 774-787, 2016.

CHENG, Q.; ZHANG, R.; SHI, Z.; LIN, J. Review of common hydrogen storage tanks and current manufacturing methods for aluminium alloy tank liners. *International Journal of Lightweight Materials and Manufacture*, v. 7, p. 269-284, 2024.

DEPARTMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. Electricity generation costs. [S.l.], 2016.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Natural Gas Prices. [S.l.], 2025.

DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY & NET ZERO. Traded carbon values used for modelling purposes. [S.l.], 2024.

HOLST, M.; ASCHBRENNER, S.; SMOLINKA, T.; VOGLSTÄTTER, C.; GRIMM, G. Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems. [S.l.], 2021.

KHAN, M. et al. The economics of concentrating solar power (CSP): Assessing cost competitiveness and deployment potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 200, 2024.

MONDOL, J.; CARR, C. Techno-economic assessments of advanced combined cycle gas turbine (CCGT) technology for the new electricity market in the United Arab Emirates. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 19, p. 160-172, 2017.

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N.; BOETTNER, D. D.; BAILEY, M. B. *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. Wiley, 2014.

PAULA, L.; BOHORQUEZ, W.; CAMPOS, J. Energetic and exergetic assessment of CSP-CCGT integration for hydrogen production and use in power generation. In: *Proceedings of ENCIT 2024*, ABCM, 2024.

POVACZ, L.; BHANDARI, R. Analysis of the levelized cost of renewable hydrogen in Austria. *Sustainability*, v. 15, 2023.

SHORT, W.; PACKEY, D.; HOLT, T. *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. National Renewable Energy Laboratory, 1995.

SPELLING, J. D. *Hybrid Solar Gas-Turbine Power Plants: A Thermoeconomic Analysis*. 2013. Tese (Doutorado) – KTH Royal Institute of Technology, 2013.

WILLIAMS, J.; RUBERT, T. Levelised cost of energy – a theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, v. 124, p. 169-179, 2019.

WILLIAMS, S.; SHORT, M. Electricity demand forecasting for decentralised energy management. *Energy and Built Environment*, v. 1, p. 178-186, 2020.