



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FLÁVIA PEREIRA PINHEIRO**

**AVALIAÇÃO TÉCNICO-FINANCEIRA DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR  
DE PLANTA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA USANDO CORRELAÇÃO  
TEMPORAL HORÁRIA**

**FORTALEZA**

**2023**

FLÁVIA PEREIRA PINHEIRO

AVALIAÇÃO TÉCNICO-FINANCEIRA DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE  
PLANTA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA USANDO CORRELAÇÃO TEMPORAL  
HORÁRIA

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

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. PhD. Ruth Pastôra  
Saraiva Leão.

Coorientador: Eng. Eletricista Davi Mendes  
Gomes.

FORTALEZA

2023

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

---

P719a Pinheiro, Flávia Pereira.

Avaliação técnico-financeira de produção de hidrogênio a partir de planta eólica e solar fotovoltaica usando correlação temporal horária / Flávia Pereira Pinheiro. – 2023.  
71 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.  
Coorientação: Prof. Davi Mendes Gomes.

1. Certificação do hidrogênio. 2. Análise técnico-financeira. 3. LCOH. I. Título.

CDD 621.3

---

FLÁVIA PEREIRA PINHEIRO

AVALIAÇÃO TÉCNICO-FINANCEIRA DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE  
PLANTA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA USANDO CORRELAÇÃO TEMPORAL  
HORÁRIA

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

Aprovada em: xx/xx/xxxx.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof<sup>ª</sup>. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Eletricista Davi Mendes Gomes (Coorientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof<sup>ª</sup>. Me. Francisca Dayane Carneiro Melo  
Universidade Federal de Fortaleza (UNIFOR)

---

Eng. Eletricista José Rafael Pereira de Oliveira  
Qair Brasil

Dedico este trabalho aos meus pais Verônica e Fernando, e à minha irmã Vanessa, que me deram todo o suporte necessário para cada conquista que tive.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Verônica e Fernando, por terem criado em mim o hábito da leitura e dos estudos, e por terem me dado todo o apoio necessário para que eu conseguisse me formar.

À minha família, em especial minha irmã Vanessa, por todo apoio emocional durante minha vida.

Aos meus amigos Rafaela, Lívia, Celeste, Ribeiro, Marina, Letícia, Carol, Isabele, Samuel e Bruno. Sem vocês, eu não seria quem sou hoje.

À minha namorada Raíssa, por me acalmar nos momentos de ansiedade, por acreditar em mim, por me amar.

À Prof<sup>ª</sup>. Ruth Pastôra, por suas orientações e todas as discussões que tivemos ao longo desse semestre, que tornaram possível o enriquecimento deste trabalho.

Ao Eng. Davi Mendes, pela paciência e orientação que me deu ao longo do desenvolvimento e escrita deste estudo.

À Prof<sup>ª</sup>. Me. Francisca Dayane Carneiro Melo e ao Eng. Eletricista José Rafael Pereira de Oliveira, por terem disponibilizado tempo para participarem da minha banca e por todas as sugestões que me foram dadas.

Aos professores Paulo Praça e Luiz Henrique, por terem apoiado minha entrada no mercado de trabalho.

Aos meus colegas da Tecsys Jr de 2022, em especial Emely, Iago, Milena, Álvaro, Douglas e Lucas, por todo apoio que recebi desde o trainee até minha saída.

Aos meus colegas da amp, por todos os ensinamentos na área de energias renováveis.

Aos meus amigos do curso, em especial Amanda, por todo o carinho e companheirismo.

"Que nossa utopia seja um futuro na Terra."

(Txai Suruí)

## RESUMO

Diante do aumento das temperaturas médias globais, eventos climáticos extremos e suas consequências, 196 países assinaram o Acordo de Paris em 2015, comprometendo-se a mitigar suas emissões de gases de efeito estufa (GEE), impulsionando a transição energética de combustíveis fósseis para energias renováveis. O hidrogênio como vetor energético mostra-se como peça fundamental para esta transição, podendo ser usado nos "setores difíceis de descarbonizar", como aviação, transporte marítimo e alguns processos industriais como produção de amônia e ferro. No entanto, é preciso empregar processos para obter a molécula de  $H_2$ , pois é encontrada na natureza associada a outros elementos. A rota capaz de produzir hidrogênio com zero emissão de GEE é a eletrólise da água, cuja energia elétrica para o processo provém de fontes renováveis. Todas as rotas de produção resultam no mesmo produto final, o que evidencia a necessidade de certificação do hidrogênio renovável, um documento que valida e garante os padrões de produção de  $H_2$ . No Brasil, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) começou a emitir certificados de hidrogênio em novembro de 2023, a partir da análise mensal ou trimestral do balanço entre o montante de energia renovável gerada e a energia elétrica consumida pelo eletrolisador. No contexto da União Europeia, possível mercado comprador do hidrogênio brasileiro, a correlação temporal analisada é mensal e será horária em 2030, rigor que impactará no processo de certificação do Brasil. Dessa forma, o presente estudo tem como objetivo proceder à certificação e determinar o custo nivelado do hidrogênio - *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) - de uma planta fictícia de 100 MW de potência instalada na correlação temporal horária, cujo contrato de energia de longo prazo (no inglês *Power Purchase Agreement* - PPA) para o processo de eletrólise é firmado com duas usinas renováveis associadas: uma eólica com 210 MW de potência instalada e uma solar fotovoltaica com 120 MW de potência instalada. Os dados de geração foram obtidos a partir do *site* do Operador Nacional do Sistema (ONS), e os custos envolvidos para a planta de produção de  $H_2$  foram retirados de fontes secundárias. O trabalho conclui que, para um eletrolisador alcalino, o LCOH é 5,29 US\$/kg e para um eletrolisador do tipo *Proton Exchange Membrane* (PEM), o custo é de 5,92 US\$/kg. Além disso, cerca de 80% do  $H_2$  é certificado como 100% proveniente de fonte renovável na correlação temporal horária, ao passo que todo o hidrogênio enquadra-se nessa classificação pela correlação temporal mensal, considerando fator de utilização do eletrolisador de 95%.

**Palavras-chave:** Certificação do hidrogênio; Análise técnico-financeira; LCOH .



## ABSTRACT

Faced with rising average global temperatures, extreme weather events and their consequences, 196 countries signed the Paris Agreement in 2015, committing themselves to mitigating their greenhouse gas (GHG) emissions, driving the energy transition from fossil fuels to renewable energies. Hydrogen as an energy vector is proving to be a key element in this transition, and can be used in "hard-to-abate sectors", such as aviation, marine transport and some industrial processes such as the production of ammonia and iron. However, processes must be employed to obtain the  $H_2$  molecule, as it is found in nature associated with other elements. The route capable of producing hydrogen with zero GHG emissions is the electrolysis of water, for which the electricity for the process comes from renewable sources. All production routes result in the same end product, which highlights the need for certification of renewable hydrogen, a document that validates and guarantees  $H_2$  production standards. In Brazil, the Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) began issuing hydrogen certificates in November 2023, based on a monthly or quarterly analysis of the balance between the amount of renewable energy generated and the electricity consumed by the electrolyzer. In the context of the European Union, a possible buyer market for Brazilian hydrogen, the time correlation analyzed is monthly and will become hourly in 2030, which will have an impact on Brazil's certification process. The aim of this study is therefore to certify and determine the levelized cost of hydrogen (LCOH) for a fictitious plant with 100 MW of installed capacity on an hourly basis, whose long-term Power Purchase Agreement (PPA) for the electrolysis process is signed with two associated renewable power plants: a wind power plant with 210 MW of installed capacity and a solar photovoltaic plant with 120 MW of installed capacity. The energy generation data was obtained from the website of the Operador Nacional do Sistema (ONS), and the costs involved for the  $H_2$  production plant were taken from secondary sources. The work concludes that, for an alkaline electrolyzer, the LCOH is 5.29 US\$/kg and for a Proton Exchange Membrane (PEM) type electrolyzer, the cost is 5.92 US\$/kg. In addition, around 80% of the  $H_2$  is certified as 100% from a renewable source in the hourly time correlation, while all the hydrogen falls into this classification in the monthly time correlation, considering an electrolyzer utilization factor of 95%.

**Keywords:** Hydrogen certification; Techno-economic analysis; LCOH.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Complementaridade eólico-solar para suavização da energia elétrica de saída	19
Figura 2 – Complementaridade eólico-solar para atendimento de demanda específica	20
Figura 3 – Centrais Geradoras Híbridas e Associadas	21
Figura 4 – Classificação do hidrogênio em escala de cores	22
Figura 5 – Perspectiva da demanda global por hidrogênio, por setor, de 2020 a 2030	23
Figura 6 – Perspectiva da demanda global por hidrogênio, por setor	23
Figura 7 – Custo nivelado do hidrogênio para diferentes rotas produtivas	24
Figura 8 – Eletrólise da água alcalina	25
Figura 9 – Eletrólise da água alcalina	26
Figura 10 – Eletrólise da por membrana de troca de prótons (PEM)	27
Figura 11 – Eletrólise de óxido sólido (SOE)	27
Figura 12 – Eletrólise por membrana de troca de ânions (AEM)	28
Figura 13 – Esquema típico de um eletrolisador do tipo PEM	29
Figura 14 – Esquema típico de um eletrolisador alcalino	30
Figura 15 – Caso 1.1 do Manual para Certificação de Hidrogênio	31
Figura 16 – Caso 1.2 do Manual para Certificação de Hidrogênio	31
Figura 17 – Caso 1.3 do Manual para Certificação de Hidrogênio	31
Figura 18 – Caso 2 do Manual para Certificação de Hidrogênio	32
Figura 19 – Cenários do estudo de caso.	36
Figura 20 – Fluxograma da escolha dos eletrolisadores.	38
Figura 21 – Eletrolisador alcalino de 10MW.	39
Figura 22 – Eletrolisador PEM de 10MW.	39
Figura 23 – Custo específico de eletrolisadores	41
Figura 24 – PLD médio mensal para a região Nordeste (2013-2023)	43
Figura 25 – Consumo de água para diferentes tecnologias de produção de hidrogênio (L/kg $H_2$ )	44
Figura 26 – Tela de uso da calculadora <i>online</i>	46
Figura 27 – Energia elétrica gerada por hora pela usina FV durante 1 ano	49
Figura 28 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica proveniente da usina FV.	49
Figura 29 – Energia elétrica gerada por hora pela usina EOL durante 1 ano	50

Figura 30 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica proveniente da usina EOL. . . . .	50
Figura 31 – Energia elétrica gerada por hora pela associação das usinas FV+EOL durante 1 ano . . . . .	51
Figura 32 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica proveniente da associação das usinas FV+EOL . . . . .	52
Figura 33 – Energia elétrica média gerada e consumida durante 1 ano . . . . .	52
Figura 34 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica das usinas FV+EOL no regime mensal . . . . .	53
Figura 35 – Energia elétrica média gerada e consumida durante 1 ano (FU = 95%) . . . . .	53
Figura 36 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica das usinas FV+EOL no regime mensal (FU = 95%) . . . . .	54
Figura 37 – Componentes do LCOH para os cenários 1 e 2. . . . .	57
Figura 38 – Sensibilidade do LCOH para diferentes parâmetros (PEMEL) . . . . .	58
Figura 39 – Sensibilidade do LCOH para diferentes parâmetros (AEL) . . . . .	59
Figura 40 – LCOH calculado a partir da variação do preço da energia elétrica (US\$/kg) pelo fator de utilização (%) para PEMEL . . . . .	60
Figura 41 – LCOH calculado a partir da variação do preço da energia elétrica (US\$/kg) pelo fator de utilização (%) para AEL . . . . .	60
Figura 42 – VPL para preço de venda de 5,00 US\$/kg $H_2$ - PEMEL . . . . .	61
Figura 43 – VPL para preço de venda de 5,00 US\$/kg $H_2$ - AEL . . . . .	62
Figura 44 – VPL para preço de venda de 5,50 US\$/kg $H_2$ - PEMEL . . . . .	62
Figura 45 – VPL para preço de venda de 5,50 US\$/kg $H_2$ - AEL . . . . .	63
Figura 46 – VPL para preço de venda de 6,00 US\$/kg $H_2$ - PEMEL . . . . .	63
Figura 47 – VPL para preço de venda de 6,00 US\$/kg $H_2$ - AEL . . . . .	64
Figura 48 – VPL para preço de venda de 7,00 US\$/kg $H_2$ - PEMEL . . . . .	64
Figura 49 – VPL para preço de venda de 7,00 US\$/kg $H_2$ - AEL . . . . .	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Premissas do estudo de caso . . . . .	37
Tabela 2 – Modelos de eletrolisadores para tomada de decisão . . . . .	38
Tabela 3 – Informações técnicas dos eletrolisadores . . . . .	40
Tabela 4 – Vida operacional da pilha de um eletrolisador do tipo PEM . . . . .	40
Tabela 5 – Parâmetros adotados dos eletrolisadores para o estudo de caso . . . . .	41
Tabela 6 – Custo específico dos eletrolisadores . . . . .	42
Tabela 7 – Custo de reposição das pilhas . . . . .	42
Tabela 8 – Tarifas de água para o Ceará . . . . .	43
Tabela 9 – Fatores de consumo de água L/kg $H_2$ para eletrólise . . . . .	44
Tabela 10 – Premissas macroeconômicas para o Brasil . . . . .	45
Tabela 11 – Estimativas das taxas de inflação do US\$ . . . . .	46
Tabela 12 – Critérios para tomada de decisão do investimento . . . . .	47
Tabela 13 – Custos anuais para o ano de base 2023 . . . . .	55
Tabela 14 – Parâmetros para reposição das pilhas . . . . .	55
Tabela 15 – Cálculo do LCOH (Cenário 1) . . . . .	56
Tabela 16 – Cálculo do LCOH (Cenário 2) . . . . .	57
Tabela 17 – Taxa Interna de Retorno (TIR), Período de <i>Payback</i> (PBP) e Índice de Rentabilidade (IR) conforme 4 preços de venda do hidrogênio. . . . .	65

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEL	<i>Alkaline Electrolyser</i>
AEM	<i>Anion Exchange Membrane</i>
BoP	<i>Balance of Plant</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	<i>Centro de Pesquisas de Energia Elétrica</i>
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FU	Fator de Utilização
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IR	Índice de Rentabilidade
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
PEMEL	<i>Proton Exchange Membrane Electrolyser</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	<i>Solid Oxide Electrolysis</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
UGH	Central Geradora Híbrida
VPL	Valor Presente Líquido

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_{sistema}$	Vida operacional da planta de produção de hidrogênio
$bar$	Unidade de pressão
$CO_2$	Dióxido de carbono
$D_{pilha}$	Degradação da pilha
	Euro
$GW$	Gigawatt
$GWh$	Gigawatt-hora
$H_2$	Gás hidrogênio
$H_{pilha}$	Vida operacional da pilha
$H_{sistema}$	Horas anuais de funcionamento do sistema
$KOH$	Hidróxido de potássio
$M_{H_2}$	Produção anual de hidrogênio em massa
$Mt$	Milhões de toneladas
$MW$	Megawatt
$MWh$	Megawatt-hora
$Ni$	Níquel
$N_{trocas}$	Número de trocas de pilhas
$r$	Taxa de desconto
$R\$$	Reais
$TDS$	Taxa de Degradação do Sistema
$US\$$	Dólares estadunidenses

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b>	<b>18</b>
<b>1.2</b>	<b>Estrutura do trabalho</b>	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Complementaridade temporal eólica-fotovoltaica</b>	<b>19</b>
<b>2.2</b>	<b>Central Geradora Híbrida e Central Geradora Associada</b>	<b>20</b>
<b>2.3</b>	<b>Hidrogênio</b>	<b>21</b>
<b>2.3.1</b>	<i>Demanda mundial por hidrogênio</i>	<b>22</b>
<b>2.3.2</b>	<i>Perspectivas do LCOH no mundo</i>	<b>24</b>
<b>2.4</b>	<b>Processo de eletrólise da água</b>	<b>25</b>
<b>2.4.1</b>	<i>Eletrólise da água alcalina</i>	<b>25</b>
<b>2.4.2</b>	<i>Eletrólise por membrana de troca de prótons (PEM)</i>	<b>26</b>
<b>2.4.3</b>	<i>Eletrólise de óxido sólido (SOE)</i>	<b>27</b>
<b>2.4.4</b>	<i>Eletrólise por membrana de troca de ânions (AEM)</i>	<b>28</b>
<b>2.5</b>	<b>Equipamentos de uma planta de produção de hidrogênio</b>	<b>29</b>
<b>2.6</b>	<b>Certificação do Hidrogênio</b>	<b>30</b>
<b>2.6.1</b>	<i>Contexto brasileiro</i>	<b>30</b>
<b>2.6.2</b>	<i>Contexto europeu</i>	<b>32</b>
<b>2.7</b>	<b>Avaliação financeira de projetos</b>	<b>33</b>
<b>2.7.1</b>	<i>Fluxo de Caixa Descontado (FCD)</i>	<b>33</b>
<b>2.7.2</b>	<i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	<b>33</b>
<b>2.7.3</b>	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	<b>34</b>
<b>2.7.4</b>	<i>Índice de Rentabilidade (IR)</i>	<b>34</b>
<b>2.7.5</b>	<i>Tempo médio de Payback</i>	<b>34</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>36</b>
<b>3.1</b>	<b>Dados de geração de energia elétrica das usinas EOL e FV</b>	<b>36</b>
<b>3.2</b>	<b>Premissas iniciais do estudo de caso</b>	<b>37</b>
<b>3.3</b>	<b>Parâmetros do eletrolisador</b>	<b>37</b>
<b>3.3.1</b>	<i>Escolha dos eletrolisadores</i>	<b>38</b>
<b>3.3.2</b>	<i>Investimento em bens de capital (CAPEX)</i>	<b>40</b>

3.3.3	<i>Custos operacionais (OPEX)</i> . . . . .	42
3.4	<b>Análise financeira</b> . . . . .	45
3.4.1	<i>Premissas financeiras</i> . . . . .	45
3.4.2	<i>Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)</i> . . . . .	46
3.4.3	<i>Análise de retorno financeiro</i> . . . . .	47
4	<b>RESULTADOS E ANÁLISES</b> . . . . .	48
4.1	<b>Análise da certificação pela correlação temporal horária</b> . . . . .	48
4.1.1	<i>Cenário 1: Usina FV</i> . . . . .	48
4.1.2	<i>Cenário 2: Usina EOL</i> . . . . .	50
4.1.3	<i>Cenário 3: Usina FV+EOL</i> . . . . .	51
4.2	<b>Análise da certificação pela correlação temporal mensal</b> . . . . .	52
4.3	<b>Análise do atendimento às regras de qualidade do hidrogênio da União Europeia</b> . . . . .	54
4.4	<b>Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)</b> . . . . .	55
4.5	<b>Análise de Sensibilidade</b> . . . . .	58
4.6	<b>Teste de Hipóteses</b> . . . . .	59
4.7	<b>VPL, TIR, IR e tempo médio de <i>Payback</i></b> . . . . .	61
5	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	66
5.1	<b>Trabalhos futuros</b> . . . . .	67
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	68



## 1 INTRODUÇÃO

À medida que o mundo enfrenta mais casos extremos de fenômenos meteorológicos, há uma necessidade de ação global que evite níveis irreversíveis de mudanças climáticas (IRENA, 2020). O Acordo de Paris foi assinado por 196 países em 2015, estabelecendo metas para redução de Gases de Efeito Estufa (GEE), a fim de limitar o aumento médio da temperatura global para 2 °C em relação aos níveis pré-industriais (IRENA, 2020). Para tal, é necessária a transição energética de fontes que utilizam combustíveis fósseis para fontes renováveis, estabelecendo um setor com emissões líquidas zero de  $CO_2$  (IRENA, 2020).

O hidrogênio renovável é um vetor energético neutro em carbono, considerado como peça fundamental na transição energética (IRENA, 2023). Seu uso mostra-se especialmente vantajoso em setores cuja substituição de combustíveis fósseis pelo uso de energia elétrica direta é inviável atualmente, os chamados "setores difíceis de descarbonizar", que consistem principalmente na aviação, transporte marítimo e processos industriais, como produção de amônia e ferro (IRENA, 2023, p. 9).

As características do método de produção e quantidade de emissão de GEE são indetectáveis no hidrogênio produzido, ele é considerado como mercadoria fungível e são necessários mecanismos de certificação que identifiquem o hidrogênio como renovável durante sua produção e transporte (IRENA, 2023). Não há um consenso global sobre os critérios para a certificação do hidrogênio como renovável, mas o princípio básico para sua definição é ser obtido por meio da eletrólise, processo que separa a molécula da água ( $H_2O$ ) em oxigênio ( $O_2$ ) e hidrogênio ( $H_2$ ), a partir da energia elétrica proveniente de fontes renováveis (IRENA, 2023).

Segundo relatório publicado pela *International Energy Agency* (IEA) em 2023, o uso mundial de hidrogênio teve um crescimento de 3% em relação ao ano de 2022, atingindo 95 Mt. No entanto, o aumento da demanda por  $H_2$  não implica em benefícios com relação a atenuação das alterações climáticas, pois o uso do hidrogênio permanece concentrado em aplicações tradicionais, como indústria e refinaria (IEA, 2023). Além disso, apenas 0,1% do hidrogênio mundial foi produzido via eletrólise da água em 2022 (IEA, 2023). Para atingir as metas de descarbonização, o relatório divulgado pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) em 2021, estima que a capacidade instalada de eletrolisadores deve chegar a 5.000 GW até 2050. Em 2020, esse número era de apenas 0,3 GW (IRENA, 2021).

A principal barreira que inviabiliza plantas de produção de hidrogênio renovável é o alto custo nivelado do hidrogênio, *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), ou seja, o custo para produzir 1 kg de  $H_2$  renovável, que chega a ser 2 a 3 vezes mais caro que o hidrogênio azul, produzido a partir de combustíveis fósseis com captura e armazenamento de carbono (IRENA, 2020). Segundo relatório de Agora Industry e Umlat (2023), estudos que estimem o valor do LCOH de maneira transparente são indispensáveis para que decisores políticos criem mecanismos de apoio que tornem o hidrogênio renovável economicamente competitivo.

No Brasil, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) lançou o Manual para Certificação de Hidrogênio em junho de 2023. Para plantas de produção de  $H_2$  por eletrólise da água que estiverem conectadas ao SIN e firmarem um *Power Purchase Agreement* (PPA) com produtoras de eletricidade renovável, é feito o balanço da energia elétrica produzida pela energia elétrica consumida, mensal ou trimensalmente, de forma a certificar a parcela positiva como "hidrogênio de fonte renovável", e a negativa, "hidrogênio de fonte parcialmente renovável" (CCEE, 2023a, p. 8). O Parlamento Europeu publicou em abril de 2023 as diretivas para a certificação de  $H_2$  renovável na União Europeia (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023). Em relação à certificação por correlação temporal horária:

A partir de 1º de janeiro de 2030, o hidrogênio terá de ser produzido durante o mesmo período de uma hora que a eletricidade renovável, ou a partir de eletricidade renovável proveniente de um novo ativo de armazenamento colocalizado que tenha sido carregado durante o mesmo período de uma hora em que a eletricidade sob o PPA foi produzido. Os membros podem começar a aplicar esta regra a partir de 1º de julho de 2027, após notificação à Comissão. (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023, p. 8).

É esperado que o critério de simultaneidade horária impacte no processo de certificação do hidrogênio renovável brasileiro, devido à necessidade de adequar-se aos potenciais mercados compradores (HATANAKA *et al.*, 2023).

O trabalho de Gomes (2023) estuda duas usinas elétricas localizadas na Bahia, uma eólica e uma solar fotovoltaica, que possuem perfil de geração de energia elétrica com complementaridade horária. O autor explora a modalidade mensal e trimestral para a certificação do hidrogênio produzido por um eletrolisador de potência nominal de 100 MW, conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que recebe eletricidade renovável das usinas associadas por meio de um PPA, ou seja, está enquadrado no caso 1.1 do Manual para Certificação do Hidrogênio CCEE (2023a). A associação das duas usinas de seu estudo de caso reduziria o efeito da intermitência inerente às fontes renováveis e o PPA firmado poderia fornecer um maior nível

de garantia para a planta de produção de  $H_2$  (GOMES, 2023). O autor conclui, ao fazer o balanço da potência média disponibilizada pela associação das usinas com a potência requerida pela planta produtora de  $H_2$ , que 100% do hidrogênio seria certificado como “hidrogênio de fonte renovável” na correlação temporal trimestral, e garante, para a correlação temporal mensal, 92% do hidrogênio produzido como “hidrogênio de fonte renovável” e cerca de 8% como “hidrogênio de fonte parcialmente renovável”. No entanto, o trabalho não verifica a certificação do  $H_2$  produzido para uma possível modalidade de correlação temporal horária.

Ademais, diante deste cenário, o custo da produção de  $H_2$  renovável por eletrólise da água vem sendo estudada a nível global por diversos pesquisadores. Shin et al. (2023) avaliou a viabilidade técnico e econômica de três tipos de fontes renováveis com potência instalada de 100 MW - eólica onshore, eólica offshore e solar fotovoltaica - , combinadas com dois tipos de tecnologias de eletrolisadores de 100 MW - Eletrolisador por Membrana de Troca de Prótons - *Proton Exchange Membrane Electrolyser* (PEMEL) - e um Eletrolisador do tipo Alcalino - *Alkaline Electrolyser* (AEL) -, localizados na Coreia do Sul. Os autores concluem que o menor LCOH é alcançado pela combinação da usina eólica onshore e eletrolisador alcalino, com valor de 7,25 US\$/kg, enquanto o maior LCOH encontrado, de 13,44 US\$/kg, foi obtido pela usina fotovoltaica suprimindo o eletrolisador PEM.

No contexto brasileiro, o estudo de LOPES *et al.* (2023) utilizou a calculadora online de LCOH desenvolvida pelo *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica* (CEPEL) para analisar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio por um eletrolisador PEM de 17,5 MW de potência. A calculadora tem como limitação desconsiderar a perda de eficiência do eletrolisador ao longo de sua vida útil (LOPES *et al.*, 2023). O valor encontrado foi de 5,62 US\$/kg.

Em seu trabalho de conclusão de curso em engenharia de energia, Almeida (2023) simulou um parque eólico offshore no litoral do Rio de Janeiro conectado a um eletrolisador PEM de maior escala, 130 MW. Para este cenário, o LCOH resultou no valor de 9,75 US\$/kg. Já o trabalho de Oliveira (2021) realiza uma análise financeira detalhada do investimento em uma usina solar fotovoltaica que fornece energia elétrica a um eletrolisador situado no estado do Ceará e vende o excedente no Mercado Livre de Energia. Foram analisados três cenários de acordo com a capacidade instalada da usina: 100, 1.000 e 2.000 MW, com todos os resultados apontando para a rentabilidade do projeto, com destaque para a usina de maior potência. Em contrapartida, o autor não calculou o LCOH do seu estudo de caso.

## 1.1 Objetivos

O objetivo geral deste estudo é analisar aspectos técnicos e financeiros relacionados à implantação de uma planta de produção de hidrogênio renovável na qual o produtor está conectado ao SIN e firmará um PPA com geradora de duas fontes renováveis associadas: uma eólica e uma fotovoltaica. O sistema utilizado como objeto de estudo foi adotado do trabalho de Gomes (2023). Para tal, buscou-se em termos de objetivos específicos:

- Realizar o balanço energético do estudo de caso para a certificação do  $H_2$  produzido na correlação temporal horária;
- Verificar se o hidrogênio produzido pelo sistema atende às exigências regulatórias da União Europeia;
- Levantar informações técnicas e econômicas da planta de produção de  $H_2$  para duas tecnologias de eletrolisadores: PEMEL e AEL;
- Calcular o *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) para o sistema;
- Analisar a viabilidade financeira da planta de produção de  $H_2$  considerando parâmetros como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa de Retorno sobre Investimento (TIR), Índice de Rentabilidade (IR) e tempo médio de *Payback*.

## 1.2 Estrutura do trabalho

Além desta Introdução e das Considerações Finais, o trabalho está dividido em três partes. Na primeira parte, relativa ao Referencial Teórico, são apresentados os principais conceitos acerca do tema de estudo, como as tecnologias de eletrólise da água que existem atualmente, os equipamentos que compõem uma planta de produção de hidrogênio renovável, o cenário de demanda global por hidrogênio e indicadores econômicos de rentabilidade de projetos.

A segunda parte é dedicada à Metodologia, que conta com a obtenção de dados de geração das usinas eólica e solar fotovoltaica do estudo de caso, o cálculo do balanço da energia elétrica produzida pelas duas fontes associadas e a energia elétrica consumida pela planta de produção de  $H_2$ , a escolha dos eletrolisadores, as informações técnicas e econômicas adotadas para este trabalho, e as fórmulas utilizadas para determinar o LCOH e para realizar a análise financeira.

Por fim, a terceira seção apresenta os Resultados e Análises, no qual é determinada a viabilidade técnico-financeira do projeto.

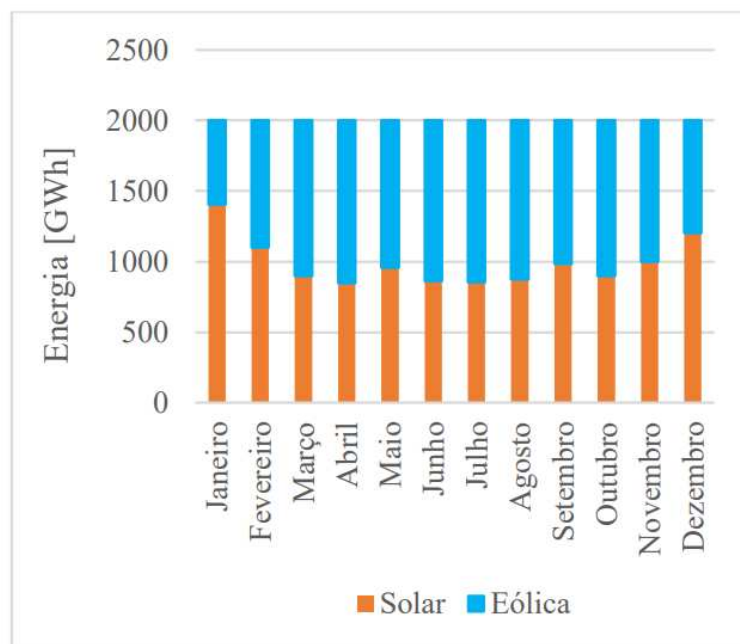
## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção estão abordados conceitos e referenciais teóricos relevantes acerca de usinas híbridas e associadas, a complementaridade temporal de usina eólica e solar fotovoltaica, o cenário de demanda mundial por  $H_2$ , bem como os processo de obtenção do hidrogênio renovável a partir da eletrólise da água, os custos atuais e as projeções dos custos de produção de  $H_2$  renovável, além dos cenários para certificação do hidrogênio como renovável pelo Brasil e pela União Europeia. Por fim, são expostos os conceitos fundamentais para a análise financeira de projetos.

### 2.1 Complementaridade temporal eólica-fotovoltaica

A complementaridade de recursos energéticos pode ser definida como a utilização combinada e equilibrada de diferentes fontes de energia renovável para atender às necessidades de uma região, setor ou país (JURASZ *et al.*, 2020). Dessa forma, os recursos energéticos são utilizados de maneira mais eficiente e robusta (JURASZ *et al.*, 2020). Em relação à complementaridade temporal eólica-fotovoltaica, o estudo de Weschenfelder (2019) mostra que este conceito pode ser abordado de duas formas. A primeira forma é a junção do perfil de geração de energia elétrica das usinas, que pode resultar em valores idealmente constantes, o que configura uma suavização da curva de energia de saída, como na Figura 1.

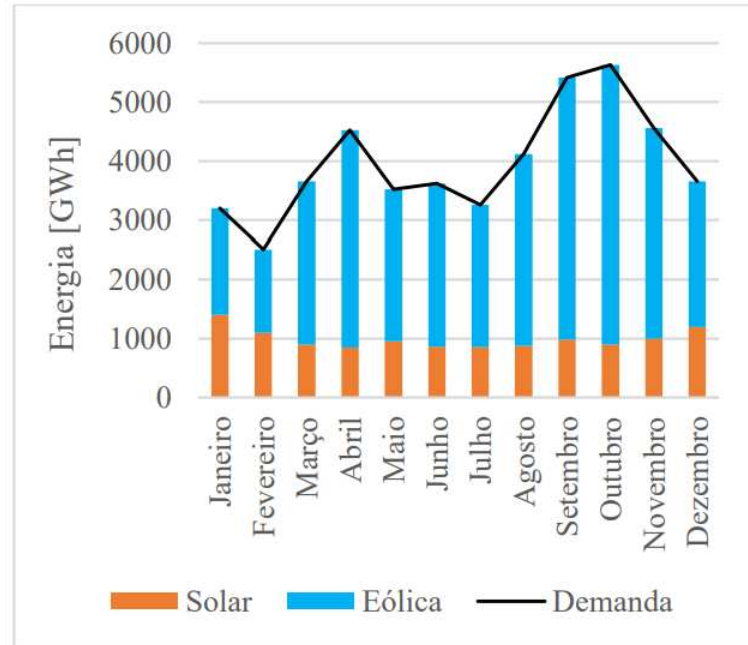
Figura 1 – Complementaridade eólico-solar para suavização da energia elétrica de saída



Fonte: Weschenfelder (2019)

As duas fontes também podem ser associadas para atender a uma demanda específica, exposta na Figura 2, (WESCHENFELDER, 2019).

Figura 2 – Complementaridade eólico-solar para atendimento de demanda específica



Fonte: Weschenfelder (2019)

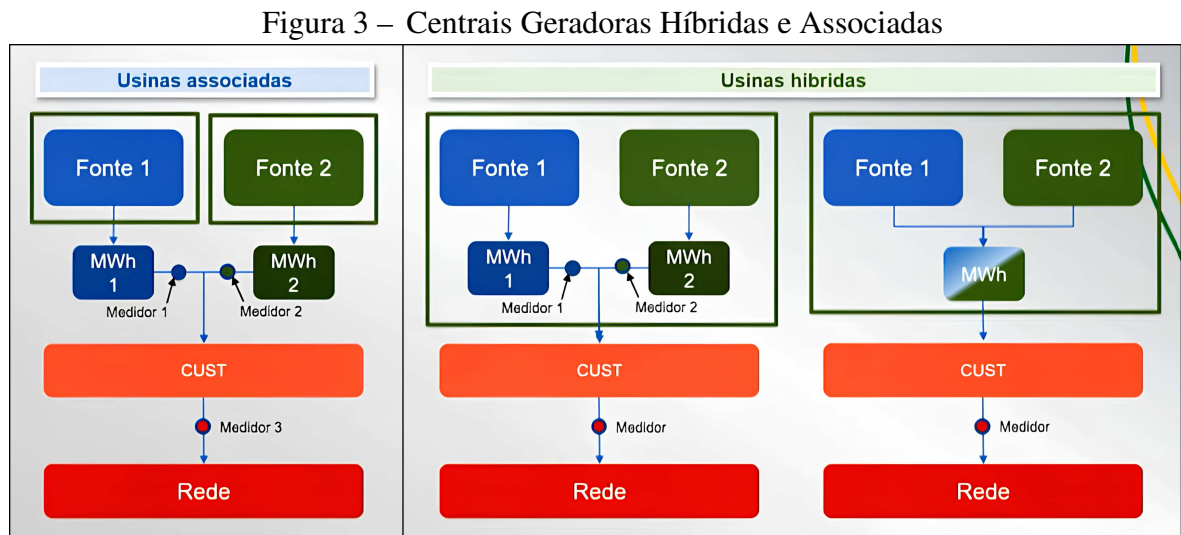
## 2.2 Central Geradora Híbrida e Central Geradora Associada

Por definição, uma Central Geradora Híbrida (UGH) e uma Central Geradora Associada são instalações capazes de utilizar a matriz energética de maneira eficiente, a partir da combinação de duas ou mais fontes de geração de energia elétrica que possuam como característica a complementaridade temporal, contanto que sejam tecnologias distintas (ANEEL, 2021b).

Para a modalidade de UGH, as fontes devem compartilhar a mesma instalação, combinando-se ainda no processo de geração de energia elétrica, e podem ter medições distintas ou medição única, mas devem ter obrigatoriamente outorga única, de acordo com a Resolução Normativa nº 954/2021, que regula usinas híbridas e associadas (ANEEL, 2021b). Um exemplo de UGH é uma planta solar heliotérmica associada à queima de biomassa, de forma que o vapor produzido por ambas é aproveitado na mesma turbina para a geração de eletricidade (EPE, 2018). Ademais, cada fonte deve ter potência instalada superior a 5 MW (ANEEL, 2021b).

Em relação às centrais associadas, as tecnologias de geração devem compartilhar fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso dos sistemas de transmissão e

ter outorgas e medições distintas (ANEEL, 2021b). A Figura 3 mostra o esquema para as duas modalidades, na qual os empreendimentos devem compartilhar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).



Fonte: ANEEL (2021a).










### 2.3 Hidrogênio

O hidrogênio é o átomo mais simples que existe, formado por apenas um próton e um elétron (SILVA, 2016). Quando usado em células a combustível, a queima de hidrogênio libera 118 MJ/kg a 298 K, o que significa dizer que tem poder calorífico cerca de 3 vezes superior ao da gasolina, de 44 MJ/kg à mesma temperatura (REVANKAR *et al.*, 2010). Ademais, o único subproduto proveniente da sua queima é a água (REVANKAR *et al.*, 2010). No entanto, apesar de compor quase 90% da massa visível do universo, o hidrogênio não ocorre naturalmente como gás (molécula  $H_2$ ) na Terra, mas sim combinado com outros elementos como oxigênio, nitrogênio e carbono (SILVA, 2016). Para que o hidrogênio possa ser usado como fonte energética, ele deve ser separado desses elementos e usado na sua forma molecular, ou seja, deve-se empregar um processo de obtenção do  $H_2$  (SILVA, 2016).

O hidrogênio pode ter diferentes origens e impactos ambientais de acordo com o método de produção empregado, e está associado a diferentes cores (ENEL, 2023), conforme Figura 4. As rotas produtivas mais utilizadas atualmente resultam no hidrogênio cinza, obtido a partir da reforma a vapor do gás natural sem captura de carbono, com emissão de mais de 9 kg de  $CO_2$  para cada 1 kg de  $H_2$ , e o hidrogênio marrom, obtido pela gaseificação do carvão, que

emite mais de 20 kg de  $CO_2$  para cada 1 kg de  $H_2$  (ENEL, 2023).

Figura 4 – Classificação do hidrogênio em escala de cores

COR	CLASSIFICAÇÃO	DESCRIÇÃO
	Hidrogênio Preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS
	Hidrogênio Marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
	Hidrogênio Cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
	Hidrogênio Azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural, (eventualmente, também de combustíveis fósseis), com CCUS
	Hidrogênio Verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar).
	Hidrogênio Branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico
	Hidrogênio Turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar $CO_2$
	Hidrogênio Musgo	Produzido por reformas catalíticas gaseificação de plásticos residuais ou biogestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS
	Hidrogênio Rosa	Produzido com fonte de energia nuclear

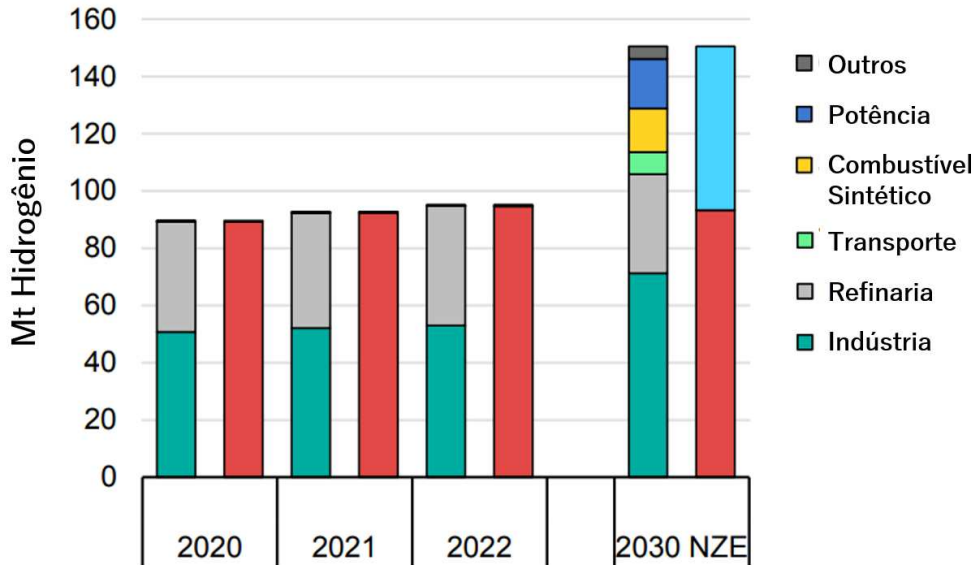
Fonte: (INDÚSTRIA VERDE, 2022)

### 2.3.1 Demanda mundial por hidrogênio

Segundo relatório publicado por IEA (2023), A demanda global por hidrogênio permaneceu concentrada em aplicações tradicionais na indústria e refinaria durante o período de 2020 a 2022 (Figura 5). As potenciais novas aplicações para o  $H_2$  incluem armazenamento e geração de energia elétrica, produção de combustíveis baseados em hidrogênio (como hidrocarbonetos sintéticos), uso no setor de transportes e aquecimento à alta temperatura na indústria (IEA, 2023). Para o cenário de Rota de Emissões Zero, *Net Zero Emissions* em inglês (NZE), em 2050, é necessário que o uso de  $H_2$  alcance 150 Mt em 2030, com 40% destinados a novas aplicações (IEA, 2023).



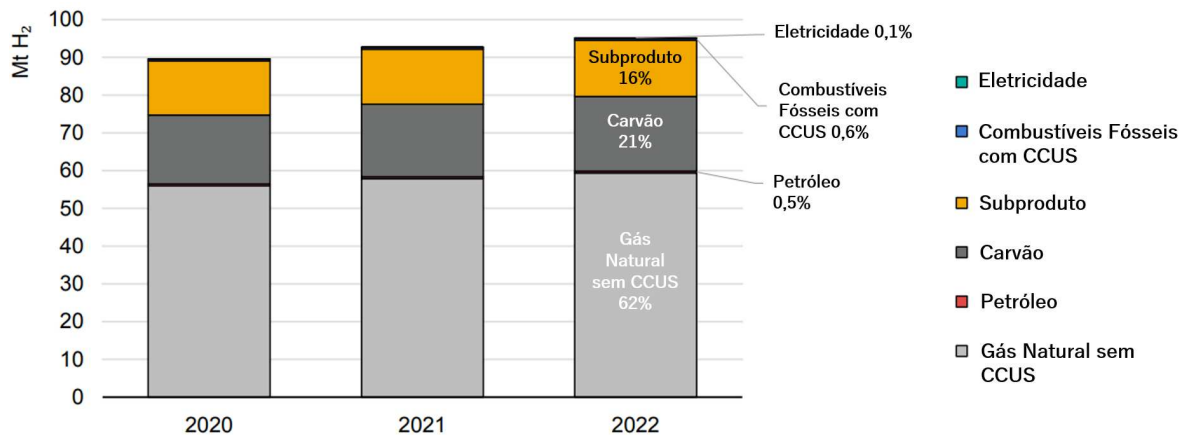
Figura 5 – Perspectiva da demanda global por hidrogênio, por setor, de 2020 a 2030



Fonte: IEA (2023).

Para o ano de 2022, as rotas de produção de hidrogênio (Figura 6) com baixa emissão de  $CO_2$ , que correspondem à produção por eletricidade e por combustíveis fósseis com captura de carbono, do inglês *Carbon Capture, Utilisation and Storage* (CCUS), foram responsáveis por 0,1% e 0,6% da produção global, respectivamente, que representam menos de 1 Mt (IEA, 2023). A principal rota produtiva foi pelo gás natural sem captura de carbono, que produziu 62% do hidrogênio mundial, seguido do carvão, localizado principalmente na China, responsável por 21% da produção (IEA, 2023). O hidrogênio como subproduto é produzido em refinarias e pela indústria petroquímica durante a reforma de nafta (IEA, 2023).

Figura 6 – Perspectiva da demanda global por hidrogênio, por setor

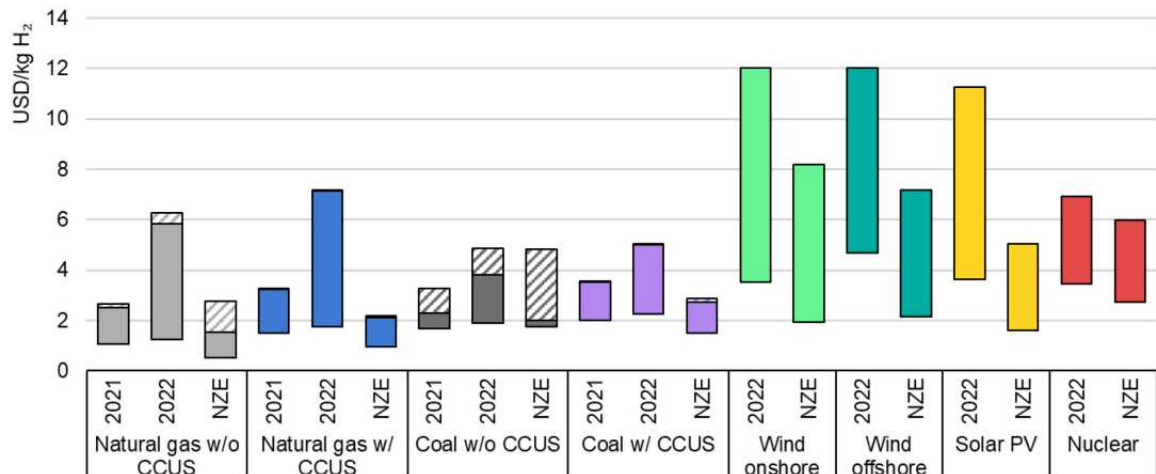


Fonte: IEA (2023).

### 2.3.2 Perspectivas do LCOH no mundo

O custo nivelado do hidrogênio (LCOH) varia de acordo com a rota produtiva empregada, conforme relatório publicado pela IEA (2023). Pela Figura 7, as rotas de produção de hidrogênio que utilizavam combustíveis fósseis sem captura de carbono, como gás natural e carvão, resultaram nos menores valores de LCOH, numa faixa de 1,0-3,0 US\$/kg  $H_2$ . Houve um aumento dos preços em 2022 devido à crise energética global causada pela invasão da Ucrânia por parte da Rússia, que elevou o custo das *commodities* de combustíveis fósseis (CNN, 2022). Ainda de acordo com a Figura 7, a produção de  $H_2$  por eletrólise, a partir da energia elétrica proveniente de fontes renováveis, eólica e solar fotovoltaica, resultou em valores de LCOH entre 3,4-12 US\$/kg  $H_2$  em 2022. Para o cenário NZE, previsto para 2050, há expectativa da queda de todos os custos de produção IEA (2023).

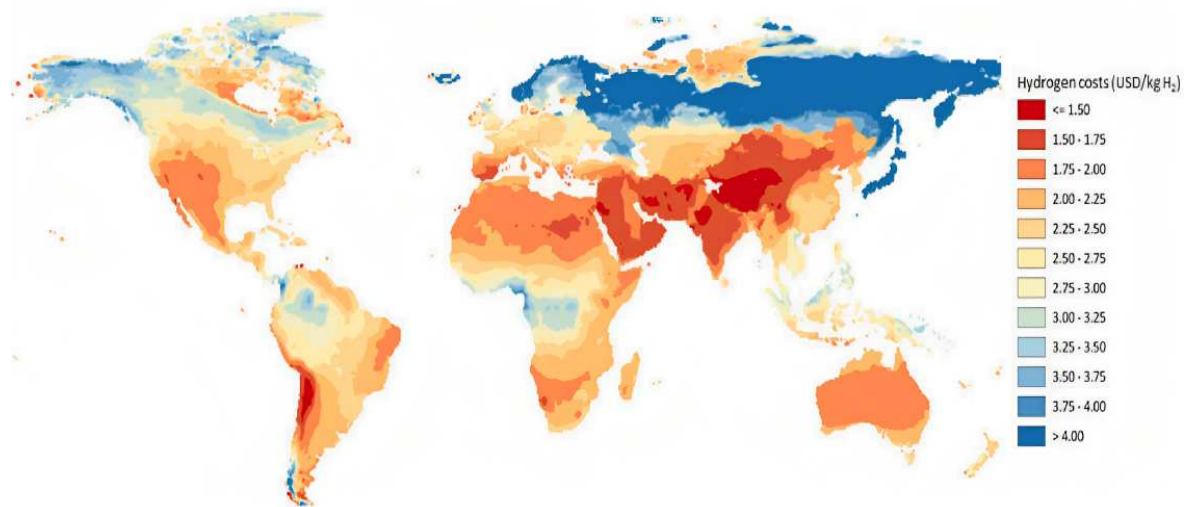
Figura 7 – Custo nivelado do hidrogênio para diferentes rotas produtivas



Fonte: IEA (2023).

Segundo IEA (2022), usinas eólicas e solares fotovoltaicas, quando combinadas ou acopladas com armazenamento, resultam em baixos custos de produção e alto número de horas de funcionamento em plena carga. De acordo com a Figura 8, a estimativa para 2030 é que plantas de produção de  $H_2$  que utilizem eletricidade renovável proveniente da combinação eólica e solar fotovoltaica resultem num LCOH que varia, em média, de 1,50-4,75 US\$/kg  $H_2$ . Para o caso do Brasil, observa-se o valor de 2,0-2,25 US\$/kg (IEA, 2022).

Figura 8 – Eletrólise da água alcalina



Fonte: IEA (2022).

## 2.4 Processo de eletrólise da água

A eletrólise é um processo não espontâneo que decompõe eletroquimicamente uma substância por meio da passagem de corrente elétrica, ou seja, transforma energia elétrica em energia química (VOGEL, 1981). Os componentes básicos das células de eletrólise da água consistem em dois eletrodos (condutores), separados por um eletrólito (VOGEL, 1981). O eletrólito é uma substância que conduz energia elétrica através de sua solução aquosa ou sólida, é o meio pelo qual cátions e ânions, íons de cargas positivas e negativas, respectivamente, são transportados de um eletrodo para outro (VOGEL, 1981). Os produtos finais da eletrólise da água são hidrogênio ( $H_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ) (VOGEL, 1981).

Eletrolisadores são tipicamente divididos em quatro tecnologias, que se distinguem com base no eletrólito e temperatura de operação (IRENA, 2020). São estas: eletrólise da água alcalina, eletrólise por membrana de troca de prótons - *Proton Exchange Membrane* (PEM) -, eletrólise de óxido sólido - *Solid Oxide Electrolysis* (SOE) - e eletrólise por membrana de troca de ânions - *Anion Exchange Membrane* (AEM) -. As tecnologias em funcionamento comercial são alcalina e PEM, ao passo que SOE e AEM ainda estão em fase de laboratório (IRENA, 2020).

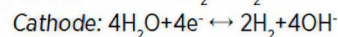
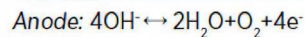
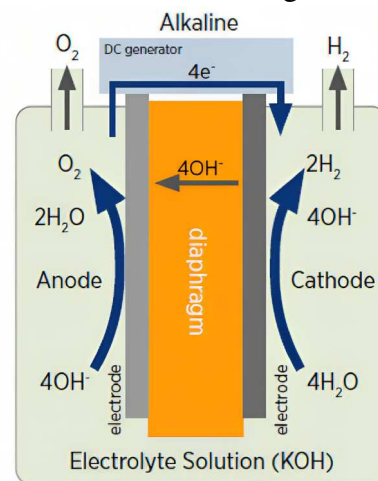
### 2.4.1 Eletrólise da água alcalina

Eletrolisadores de água alcalinos são comumente usados para produzir hidrogênio (IRENA, 2020). O processo de eletrólise é caracterizado por ter dois eletrodos, ânodo e cátodo,

formados por níquel (Ni) e óxidos de cobalto, respectivamente, que ficam imersos em um eletrólito alcalino líquido que consiste em uma solução de hidróxido de potássio (KOH), com concentrações que variam de 30 a 40% (IRENA, 2020).

Como evidenciado na Figura 9, os dois eletrodos são separados por um diafragma, uma barreira porosa, que permite a passagem dos ânions hidróxidos ( $\text{OH}^-$ ), e mantém os gases provenientes da eletrólise separados. O hidrogênio é produzido no cátodo e o oxigênio, no ânodo (IRENA, 2020). A temperatura de funcionamento varia de 65 a 100°C, e a eficiência de conversão é de 60 a 80%. As células funcionam com tensão CC de 1,8 a 2,4V (EL-SHAFIE, 2023). A densidade de corrente para esse método é de 400 mA/cm<sup>2</sup> (EL-SHAFIE, 2023).

Figura 9 – Eletrólise da água alcalina



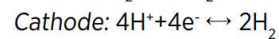
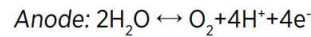
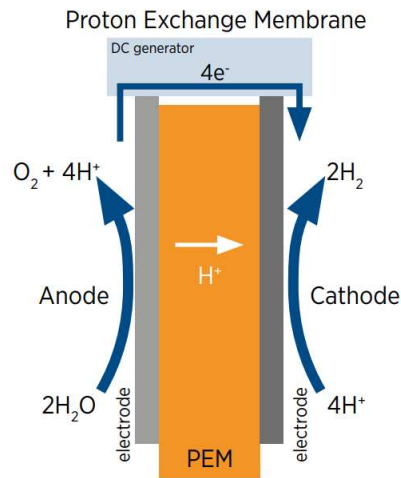
Fonte: IRENA (2020).

#### 2.4.2 Eletrólise por membrana de troca de prótons (PEM)

Ao contrário do eletrólito aquoso de eletrolisadores alcalinos, eletrolisadores do tipo PEM possuem eletrólito sólido e uma membrana de Nafion para conduzir os íons de hidrogênio  $\text{H}^+$ , como no esquemático da Figura 10 (EL-SHAFIE, 2023). A solução ácida corrosiva presente no PEM traz como vantagem permitir que a reação química aconteça de forma mais rápida quando comparado com o método de eletrólise alcalina (EL-SHAFIE, 2023). No entanto, requer catalisadores de metais nobres como irídio para o ânodo e platina para o cátodo, que contribui para um custo operacional maior (EL-SHAFIE, 2023). A temperatura de operação varia de 70 a 90°C (EL-SHAFIE, 2023). Eletrolisadores do tipo PEM podem operar com densidades de corrente de 2000 mA/cm<sup>2</sup> numa tensão de funcionamento de 2,1 V (VINCENT; BESSARABOV,

2018).

Figura 10 – Eletrólise da por membrana de troca de prótons (PEM)

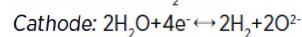
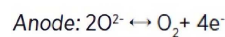
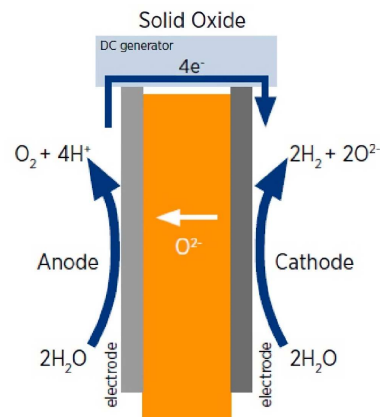


Fonte: IRENA (2020).

### 2.4.3 Eletrólise de óxido sólido (SOE)

Para este método, presente na Figura 11, a eletrólise ocorre a altas temperaturas, que variam de 700 a 850 °C (VINCENT; BESSARABOV, 2018). Isso traz uma vantagem, pois a cinética química do processo de eletrólise aumenta à medida que a temperatura aumenta, ou seja, menos energia elétrica é necessária para este processo (VINCENT; BESSARABOV, 2018).

Figura 11 – Eletrólise de óxido sólido (SOE)



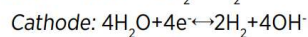
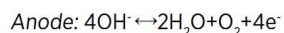
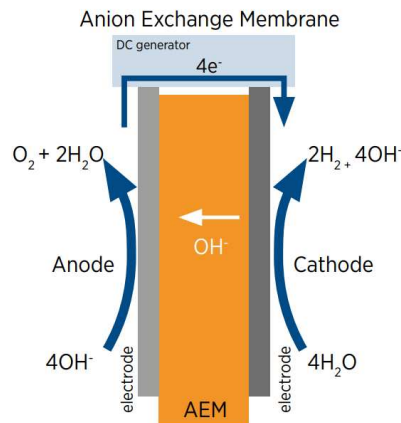
Fonte: IRENA (2020).

Uma das desvantagens para esse processo é também devido às altas temperaturas, pois estas implicam numa taxa de degradação mais alta, que reduz a vida operacional do equipamento (IRENA, 2020). Atualmente, eletrolisadores SOE são produzidos na escala de quilowatts, enquanto eletrolisadores alcalinos e do tipo PEM são produzidos na escala de megawatts (IRENA, 2020).

#### 2.4.4 Eletrólise por membrana de troca de ânions (AEM)

AEM é a tecnologia de eletrólise de água mais recente, e ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento (EL-SHAFIE, 2023). Esse método combina as vantagens de eletrolisadores alcalinos e PEM (EL-SHAFIE, 2023). O esquema de uma célula AEM é apresentada na Figura 12. A principal diferença entre eletrólise alcalina e AEM é a substituição do diafragma poroso pela membrana, além da possibilidade do uso de uma solução alcalina com menor concentração de KOH, o que traz mais estabilidade ao eletrolisador (EL-SHAFIE, 2023). Além disso, os materiais catalisadores podem ser não-nobres, conduzindo a menores custos de produção de hidrogênio (EL-SHAFIE, 2023). No entanto, sua performance ainda é baixa quando comparado aos outros métodos mais maduros no mercado (EL-SHAFIE, 2023).

Figura 12 – Eletrólise por membrana de troca de ânions (AEM)



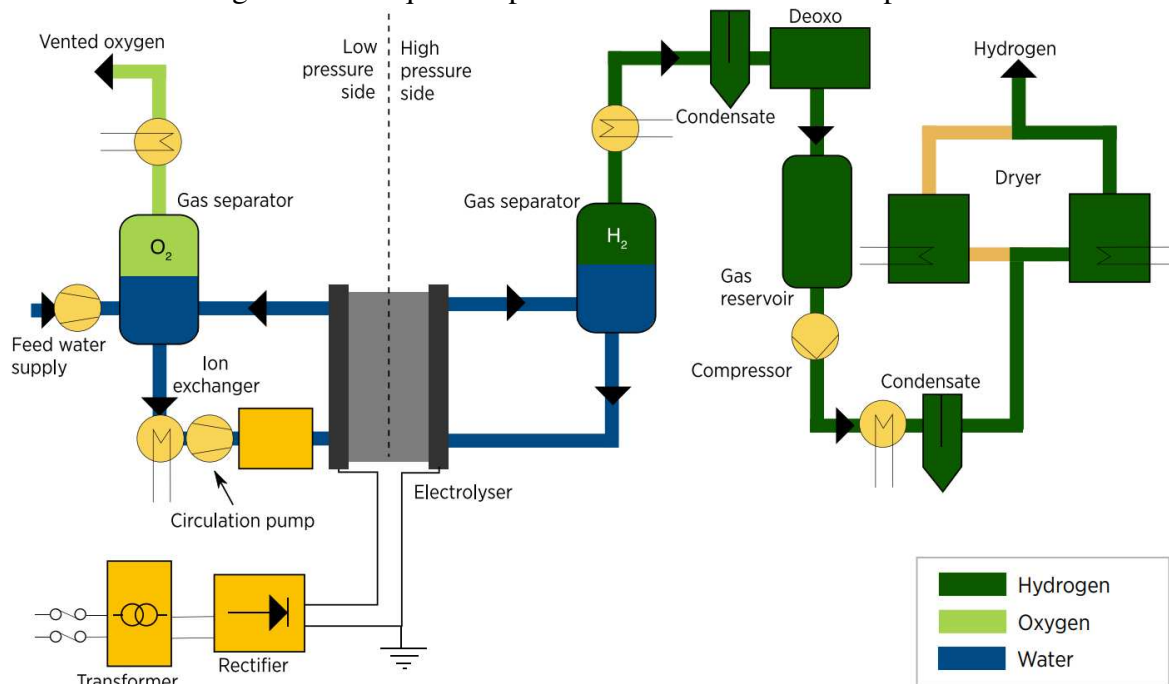
Fonte: IRENA (2020).

## 2.5 Equipamentos de uma planta de produção de hidrogênio

O tipo de eletrólito e as condições de operação necessárias impactam na estrutura física de cada tipo de eletrolisador (IRENA, 2020), chamada de *Balance of Plant* (BoP). O BoP de um eletrolisador conta com todos os equipamentos necessários para o seu pleno funcionamento, como sistema de resfriamento, sistema de tratamento de água, transformadores e retificadores de tensão, compressores mecânicos, secadores, tanques e pilhas eletrolíticas (IRENA, 2020).

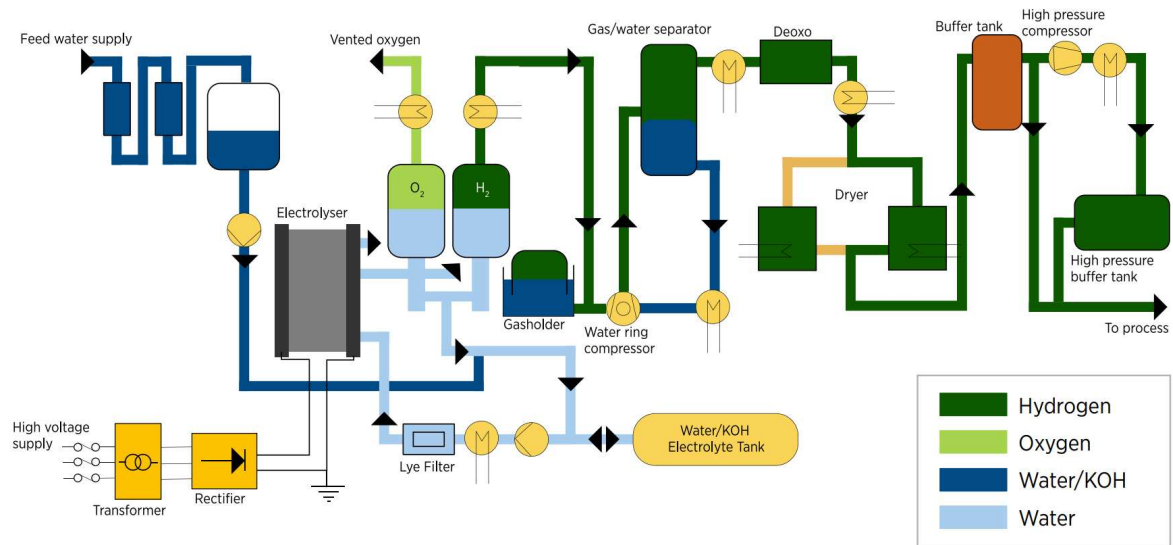
Os esquemas genéricos de eletrolisadores do tipo PEM e alcalino estão expostos nas Figura 13 e Figura 14, respectivamente. Para o eletrolisador do tipo alcalino, a interconexão entre os equipamentos é maior quando comparada a eletrolisadores do tipo PEM, de forma que a eficiência global do processo é impactada negativamente, e a área necessária para sua implementação é maior (IRENA, 2020).

Figura 13 – Esquema típico de um eletrolisador do tipo PEM



FonteIRENA (2020).

Figura 14 – Esquema típico de um eletrolisador alcalino



Fonte: IRENA (2020).

## 2.6 Certificação do Hidrogênio

A certificação é um passo essencial para desenvolver um mercado global de hidrogênio renovável (IRENA, 2023). O certificado oferece segurança e credibilidade ao produtor de  $H_2$ , ao passo que comprova e rastreia os atributos ambientais do seu produto aos consumidores (CCEE, 2023a). No entanto, visto que ainda não existe um processo universal para certificação do  $H_2$  ((IRENA, 2023)), esta seção tem como foco analisar as regras brasileiras e europeias.

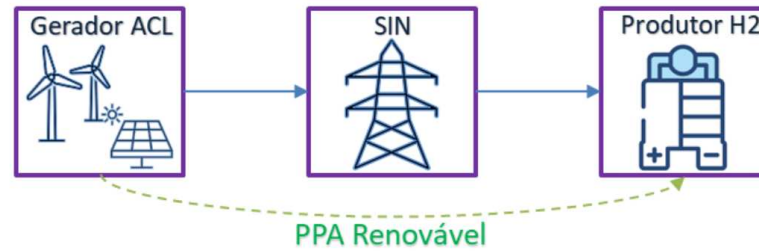
### 2.6.1 Contexto brasileiro

No Brasil, a certificação do hidrogênio é feita pela CCEE, para a rota produtiva de eletrólise da água, a partir da análise do balanço energético entre a energia gerada pela fonte renovável e a energia consumida pelo produtor de  $H_2$ , na correlação temporal mensal e trimestral (CCEE, 2023a), de acordo com quatro casos de conexão.

O Caso 1.1 (Figura 15) caracteriza o produtor de  $H_2$  conectado ao SIN, que firmará um PPA com comercializadora cuja energia é proveniente de fonte renovável. O  $H_2$  produzido é certificado como "hidrogênio de fonte renovável" caso toda a energia utilizada para a produção de  $H_2$  tenha sido suprida pela fonte renovável. Caso o produtor consuma energia fora do PPA, a certificação desta parcela de  $H_2$  é de "hidrogênio de fonte parcialmente renovável".



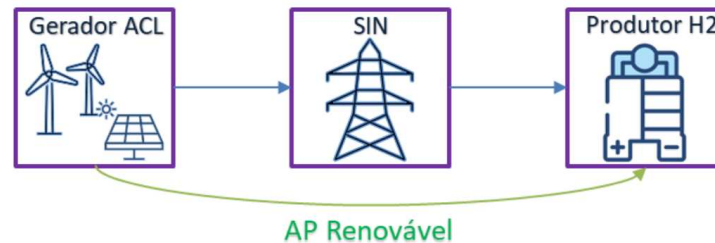
Figura 15 – Caso 1.1 do Manual para Certificação de Hidrogênio



Fonte: CCEE (2023a).

O Caso 1.2 refere-se ao produtor de  $H_2$  conectado ao SIN com autoprodução de energia renovável (Figura 16). O processo de certificação segue o mesmo padrão do Caso 1.1.

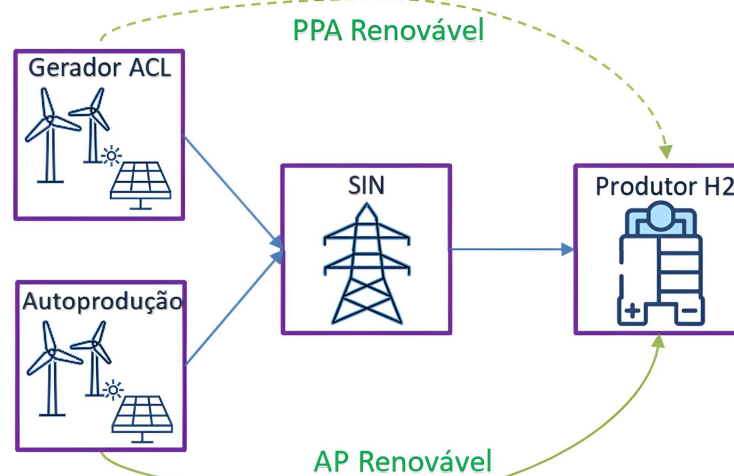
Figura 16 – Caso 1.2 do Manual para Certificação de Hidrogênio



Fonte: CCEE (2023a).

Para o Caso 1.3 (Figura 17) o produtor de  $H_2$  possui autoprodução de energia renovável, e firma um PPA com comercializadora cuja energia é proveniente de fonte renovável. Além disso, a análise do balanço energético para certificação também é igual ao Caso 1.1.

Figura 17 – Caso 1.3 do Manual para Certificação de Hidrogênio



Fonte: CCEE (2023a).

Por fim, o Caso 2 (Figura 18) caracteriza o produtor de  $H_2$  com autoprodução de

energia renovável, quando este não está conectado ao SIN. Logo, todo o hidrogênio produzido pelo processo de eletrólise é certificado como "hidrogênio de fonte renovável", visto que toda a eletricidade consumida é renovável.

Figura 18 – Caso 2 do Manual para Certificação de Hidrogênio



Fonte: CCEE (2023a).

Até novembro de 2023, a CCEE emitiu 2 certificados, ambos com hidrogênio 100% renovável. O primeiro certificado é da planta-piloto do Complexo Termelétrico do Pecém, em São Gonçalo do Amarante, no Ceará, pela produção de 295 kg de hidrogênio a partir de eletrólise PEM com fonte fotovoltaica. O segundo certificado pertence à planta instalada na usina hidrelétrica de Itumbiara (MG/GO), que produziu 730 kg de hidrogênio a partir de eletrólise alcalina com fonte fotovoltaica e hidráulica (CCEE, 2023c).

### 2.6.2 Contexto europeu

Em junho de 2023, foi publicada a *Commission Delegated Regulation EU 2023/1185*, editada no mês de fevereiro de 2023, que complementa a Diretiva (EU) 2018/2001 (HATANAKA *et al.*, 2023). Por meio deste documento, a Comissão Europeia dita a metodologia para avaliar as reduções de emissões de GEE, o que inclui as regras para geração de energias renováveis utilizadas na produção do  $H_2$  (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023).

Diante deste cenário, a Comissão Europeia estabelece três critérios principais para a emissão de certificação do  $H_2$  (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023). É exigido que não haja remanejamento de projetos de fontes renováveis existentes para projetos de produção de hidrogênio, pois esse desvio tem como consequência o aumento do uso de combustíveis fósseis para suprir a lacuna deixada no sistema (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023). Os produtores de  $H_2$  devem receber eletricidade de projetos de fontes renováveis que tenham entrado em operação, no máximo, 36 meses antes do início da produção deste combustível (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023). Este é o critério de adicionalidade, com o objetivo de aumentar o volume total de energia renovável na matriz energética dos países (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023).

O critério da proximidade geográfica demanda que o  $H_2$  tenha sido produzido na mesma *bidding zone* do local de geração de energia elétrica (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023). A *bidding zone* é definida como a maior área geográfica em que os participantes são capazes de vender energia sem alocação de capacidade (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023). Além disso, para o caso de parques *off-shore*, estes devem estar conectados na mesma *bidding zone* que o eletrolisador (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023).

O terceiro e último critério, até dezembro de 2029, o hidrogênio precisa ser produzido na correlação temporal mensal, passando a ser analisado com mais rigorismo a partir de janeiro de 2030, quando passará a valer o critério de simultaneidade horária da produção de energia elétrica renovável e  $H_2$  (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023).

## 2.7 Avaliação financeira de projetos

Nesta seção serão apresentados os índices para análise financeira de projetos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Índice de Rentabilidade (IR) e tempo médio de *Payback*, bem como os critérios estratégicos que devem ser adotados para a tomada de decisão final de investimento.

### 2.7.1 Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

O método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) considera o fluxos de caixa futuros esperados, ou seja, as receitas e custos associados ao investimento ao longo de um horizonte temporal específico, que são trazidos para o momento presente a partir da aplicação de uma taxa de desconto  $r$  (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). A Equação 2.1 resume esse processo (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

$$\sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} \quad (2.1)$$

### 2.7.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é uma métrica que permite comparar diferentes propostas de investimento (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Seu cálculo é descrito como a soma de todos os fluxos de caixa descontados pelo custo de capital do projeto, obtida a partir da Equação 2.2, de Brigham e Houston (2019).

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+r)^1} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n}$$

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1+r)^n} \quad (2.2)$$

Na qual  $r$  é a taxa de desconto,  $n$  é o período de análise,  $N$  é o período total e  $FC_n$  é o fluxo de caixa do ano  $n$ . O fluxo de caixa do ano 0 ( $FC_0$ ) corresponde ao investimento inicial, considerado como um valor negativo.

Para projetos independentes, aceita-se o projeto caso o VPL seja positivo, o que significa que o investimento gerou valor ao investidor (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Para dois ou mais projetos mutuamente exclusivos, aceita-se aquele com maior VPL positivo e, caso os VPLs sejam valores negativos, recusa-se todos os projetos (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

### 2.7.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é o valor da taxa de desconto que iguala o VPL a zero (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Neste cenário, as saídas e entradas de caixa são iguais. Como critério de tomada de decisão de investimento, se a TIR for maior do que a taxa de desconto adotada para o projeto, o investimento é rentável (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

$$\sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (2.3)$$

### 2.7.4 Índice de Rentabilidade (IR)

O IR tem com o objetivo de medir número de vezes que a soma das entradas de caixa descontadas cobre o investimento de entrada do projeto (LIMA, 2019). Esse índice deve ser maior que 1 para que haja agregação de valor ao investidor, e é calculado a partir da Equação 2.4 (LIMA, 2019).

$$IR = \sum_{n=1}^N \frac{\frac{FC_n}{(1+TIR)^n}}{FC_0} \quad (2.4)$$

### 2.7.5 Tempo médio de Payback

O tempo médio de *Payback* é caracterizado como o número de anos requeridos para recuperar os investimentos em um projeto (BRIGHAM; HOUSTON, 2019). Ao construir o

modelo de FCD, o método para o cálculo do *Payback* é somar o número de anos que antecedem o momento de recuperação total do investimento pela razão entre o valor ainda não recuperado no começo do ano e o fluxo de caixa do ano de recuperação total (BRIGHAM; HOUSTON, 2019).

Não existe um consenso na literatura para um valor ideal de *Payback*, sua aceitação depende do período de retorno aceitável estipulado pelo próprio investidor, desde que seja menor do que a vida operacional do projeto (LIMA, 2019).

### 3 METODOLOGIA

A análise técnico-financeira desenvolvida neste trabalho é derivada do estudo de Gomes (2023), que verifica o suprimento energético e certificação de uma planta fictícia de produção de hidrogênio renovável, com potência nominal de 100 MW, a partir da associação de um complexo eólico e um complexo fotovoltaico. À vista disso, esta seção inclui a análise da certificação do hidrogênio produzido na correlação temporal horária. Ademais, é feita a seleção de maquinários para a planta de produção de  $H_2$ . Dois tipos de tecnologias para eletrólise da água foram escolhidas conforme sua maturidade no mercado: um eletrolisador do tipo PEM (PEMEL) e um eletrolisador alcalino (AEL). Em seguida, são levantados os custos do projeto por meio de fontes secundárias. Após isso, são escolhidas as premissas financeiras, como taxas de câmbio e de inflação. Por fim, a metodologia de cálculo para o LCOH é apresentada, bem como o método de análise de rentabilidade do projeto, por meio de indicadores como VPL, TIR, IR e tempo médio de *Payback*. A Figura 19 ilustra os dois cenários explorados.

Figura 19 – Cenários do estudo de caso.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 3.1 Dados de geração de energia elétrica das usinas EOL e FV

Os dados de geração de energia das usinas eólica e solar do estudo de caso foram retirados da página "Resultados da Operação", do Operador Nacional do Sistema (ONS). No *Dashboard* do *site*, foi possível selecionar e extrair os dados da energia gerada a cada hora de janeiro de 2019 a outubro de 2022, seguindo a mesma metodologia do trabalho de Gomes (2023).

Em seguida, foi utilizado o Microsoft Excel para calcular as médias aritméticas das horas a fim de encontrar o valor médio de energia gerada para cada uma das 8.760 horas de um ano, também em concordância com a metodologia utilizada no estudo de Gomes (2023) para a análise mensal e trimestral. Dessa forma, foi feito o balanço energético da energia gerada pela associação das usinas e a energia consumida pelo eletrolisador.

### 3.2 Premissas iniciais do estudo de caso

Inicialmente, foram analisadas as premissas adotadas pelo trabalho de Gomes (2023), expostas na Tabela 1. Como o produtor de  $H_2$  enquadra-se no Caso 1.1 do Manual de Certificação de Hidrogênio da CCEE, ou seja, está conectado ao SIN, a planta pode funcionar 24 h/dia. No entanto, a fim de permitir paradas para manutenções programadas, o autor considera um Fator de Utilização (FU) de 95%, que resulta em um tempo de operação de 8.322 h/ano. Para o presente estudo, a quantidade total de  $H_2$  produzida foi calculada em concordância com a folha de dados de modelos reais de eletrolisadores, conforme subseção 3.3.1, além de considerar que este sistema sofre degradação ao longo de sua vida operacional, ou seja, produz uma quantidade menor de  $H_2$  ao longo do tempo. Esta decisão do autor deve-se à busca pela caracterização do eletrolisador com o mínimo de idealizações, de forma a estimar o LCOH mais aproximado do valor real.

Tabela 1 – Premissas do estudo de caso

Parâmetros	Dados
Potência nominal da planta de produção de hidrogênio	100 MW
Potência instalada parque FV	120 MW
Potência instalada parque EOL	210 MW
Modalidade	Produtor conectado ao SIN com PPA (Caso 1.1)
Fator de Utilização (FU)	95%
Horas anuais de funcionamento da planta	8.322 h
Tecnologia do eletrolisador	PEM
Total de $H_2$ produzido	16.976,88 ton $H_2$ /ano

Fonte: Gomes (2023).

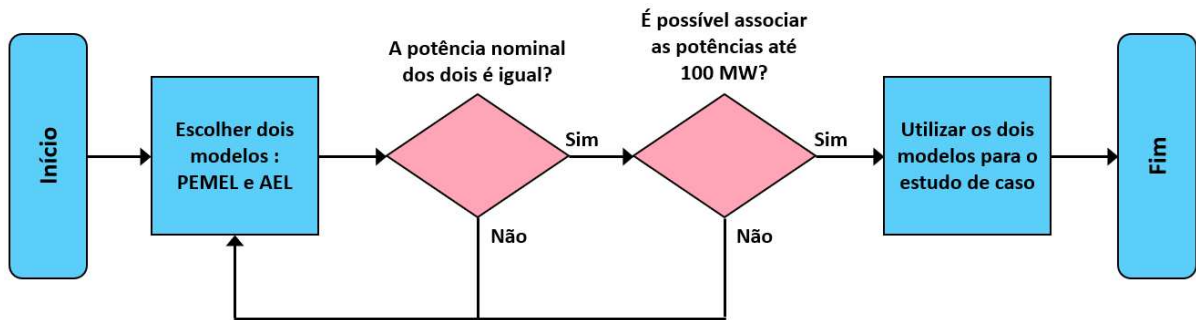
### 3.3 Parâmetros do eletrolisador

Esta subseção apresenta o método para a escolha dos equipamentos utilizados na planta de produção de  $H_2$  renovável, bem como o levantamento dos custos de investimento e despesas anuais com os insumos necessários para o seu funcionamento.

### 3.3.1 Escolha dos eletrolisadores

Para o estudo de caso deste trabalho, foram escolhidos e comparados, técnico e economicamente, dois equipamentos: PEMEL e AEL. O critério para seleção dos eletrolisadores levou em consideração suas potências nominais, e seguiu a metodologia presente na Figura 20.

Figura 20 – Fluxograma da escolha dos eletrolisadores.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 2 apresenta os modelos de eletrolisadores analisados neste estudo e o fabricante correspondente.

Tabela 2 – Modelos de eletrolisadores para tomada de decisão

PEMEL		AEL	
Fabricante	Potência nominal (MW)	Fabricante	Potência nominal (MW)
H-TEC SYSTEMS	1,0	Green Hydrogen Systems	0,9
Hystar	2,0	Nel Hydrogen	2,2
Hystar	3,1	SynoHy Energy	5,0
Hystar	4,0	Green Hydrogen Systems	6,0
Hystar	6,1	Sunfire	10,0
H-TEC SYSTEMS	10,0		
Siemens Energy	17,5		

Fonte: Sunfire (2023a), H-TEC SYSTEMS (2023), Hystar (2023), Siemens Energy (2023), Green Hydrogen Systems (2023), Nel Hydrogen (2023).

Conforme o critério de seleção, optou-se pelos modelos com potência nominal de 10 MW dos fabricantes Sunfire e H-TEC SYSTEMS. Em relação ao AEL, o fabricante Sunfire anunciou em 2023 o contrato do fornecimento de uma planta de produção de hidrogênio renovável para uma refinaria europeia utilizando 10 unidades de seus eletrolisadores alcalinos de 10 MW de potência nominal (SUNFIRE, 2023b), cuja unidade está presente na Figura 21.

Além disso, o eletrolisador PEMEL, fornecido pela empresa H-TEC SYSTEMS, pode ser visto na Figura 22.

As informações técnicas dos dois equipamentos escolhidos foram retiradas das suas

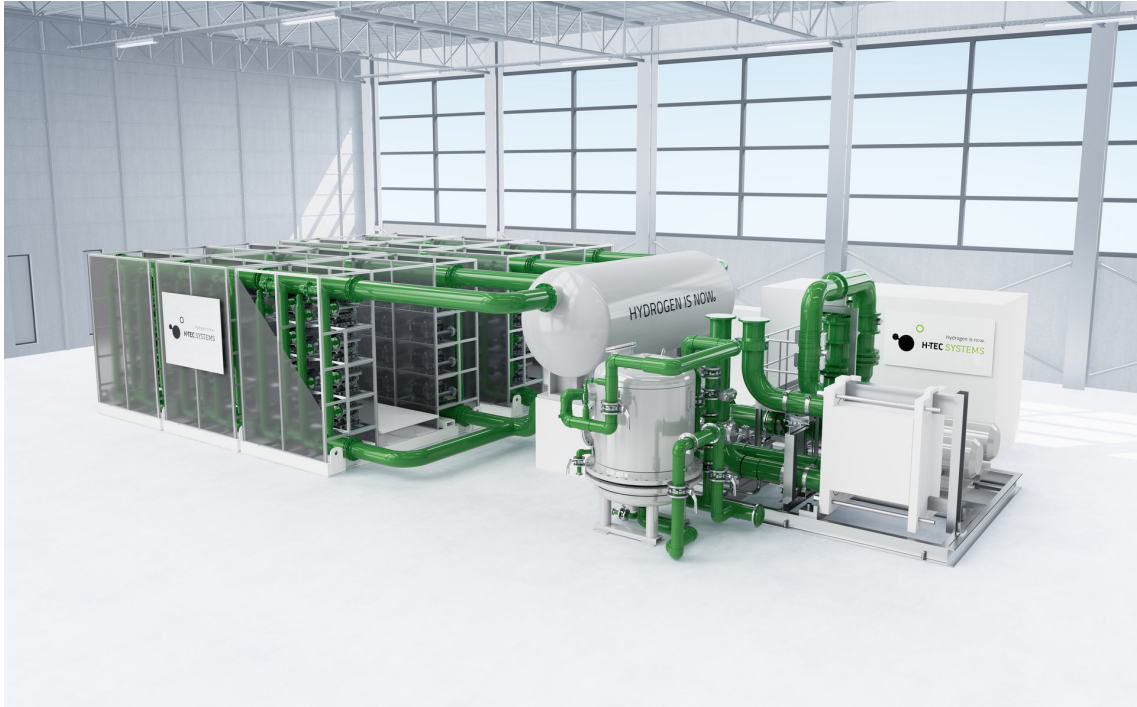


Figura 21 – Eletrolisador alcalino de 10MW.



Fonte: Sunfire (2023a).

Figura 22 – Eletrolisador PEM de 10MW.



Fonte: H-TEC SYSTEMS (2023).

folhas de dados e condensadas na Tabela 3.

Além disso, deve-se considerar que as pilhas precisam ser trocadas ao final de sua vida operacional, e que o custo de reposição impacta no LCOH. Como esse dado não foi

Tabela 3 – Informações técnicas dos eletrolisadores

Parâmetros	Unidade	PEMEL	AEL
Potência nominal	MW	10	10
Capacidade de produção de $H_2$	Nm <sup>3</sup> /h	2.130	2.165
Consumo de energia elétrica	kWh/Nm <sup>3</sup>	4,60	4,64
Consumo de água desmineralizada	m <sup>3</sup> /h	1,85	1,85
Eficiência nominal (HHV) <sup>1</sup>	%	76,2	75,5
Vida operacional da pilha	h	n/d	90.000
Vida operacional do eletrolisador	anos	n/d	30

Fonte: Sunfire (2023a) e H-TEC SYSTEMS (2023).

Nota: <sup>1</sup> A eficiência nominal é a razão do consumo ideal de energia elétrica para eletrólise da água (39kWh/kg  $H_2$ ) pelo consumo nominal de energia elétrica de cada eletrolisador.

informado pelo fabricante do eletrolisador do tipo PEM, foi utilizada a média aritmética dos valores presentes em literatura (Tabela 4), em conformidade com a metodologia adotada no trabalho de Oliveira (2021). Logo, o valor adotado foi de 55.000 horas.

Tabela 4 – Vida operacional da pilha de um eletrolisador do tipo PEM

Fonte	Vida operacional da pilha (h)
IEA (2019)	30.000 - 90.000
Nguyen (2019)	40.000
IRENA (2020)	50.000 - 80.000

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com o objetivo de facilitar a comparação entre as duas tecnologias, optou-se por adotar o mesmo período de funcionamento para PEMEL e AEL. Em relação à vida operacional do PEMEL, o artigo de Bareiß *et al.* (2019) estima um valor de 20 anos. Apesar da fabricante Sunfire informar 30 anos para o AEL, adotou-se o mesmo valor de 20 anos, que está em concordância com os artigos de Nicita *et al.* (2020), Shin *et al.* (2023). Dessa forma, a Tabela 5 resume todos os parâmetros técnicos adotados para este estudo.

### 3.3.2 Investimento em bens de capital (CAPEX)

O relatório publicado por FRAUNHOFER (2021) analisou o *Capital Expenditure* (CAPEX) de eletrolisadores PEM e AE de diferentes potências, 5 MW e 100 MW. Os resultados estão expostos na Figura 23. Apesar de serem apresentadas estimativas para os custos em 2030, menores devido aos avanços tecnológicos esperados para o setor, foram usados para este trabalho os de 2020, mantendo uma abordagem conservadora.

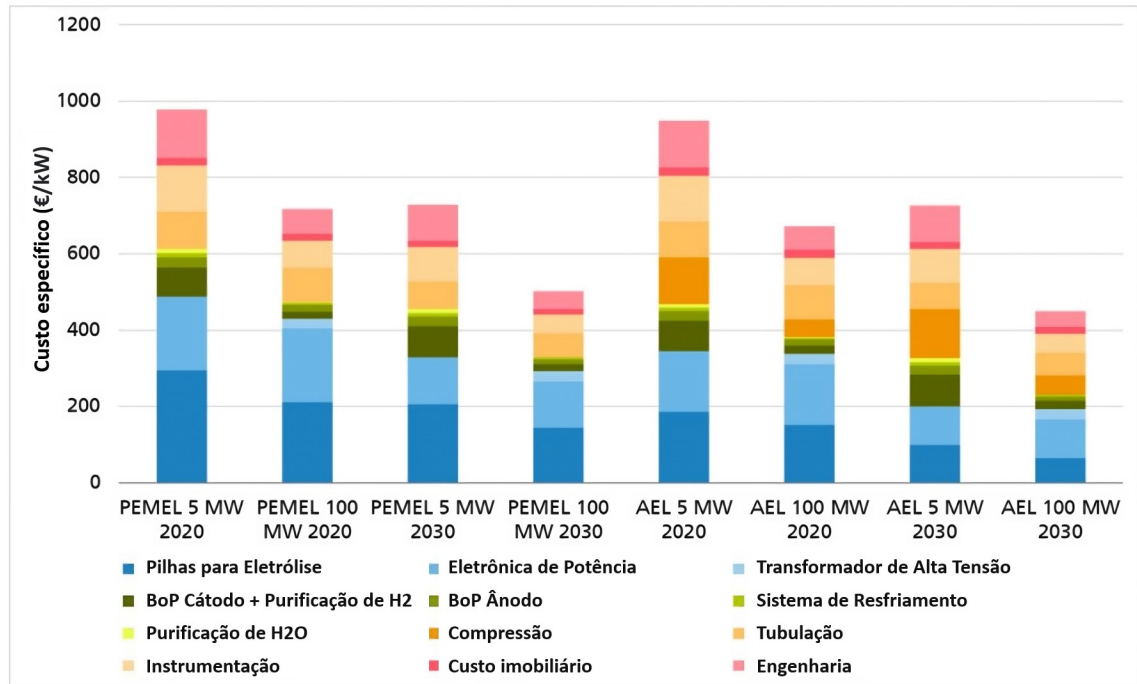
Tabela 5 – Parâmetros adotados dos eletrolisadores para o estudo de caso

Parâmetros	Unidade	PEMEL	AEL
Potência nominal unitária	MW	10	10
Unidades utilizadas	un	10	10
Potência nominal total	MW	100	100
Capacidade de produção de $H_2$ total	Nm <sup>3</sup> /h	21.300	21.650
Consumo de energia elétrica total	kWh/Nm <sup>3</sup>	46,0	46,4
Consumo de água desmineralizada total	m <sup>3</sup> /h	18,5	18,5
Eficiência nominal (HHV) <sup>1</sup>	%	76,2	75,5
Vida operacional da pilha	h	55.000	90.000
Vida operacional do eletrolisador	anos	20	20
Fator de utilização	%	95	95

Fonte: Sunfire (2023a), H-TEC SYSTEMS (2023) e Gomes (2023).

Nota: <sup>1</sup> A eficiência nominal é a razão do consumo ideal de energia elétrica para eletrólise da água (39kWh/kg  $H_2$ ) pelo consumo nominal de energia elétrica de cada eletrolisador.

Figura 23 – Custo específico de eletrolisadores



Fonte: FRAUNHOFER (2021).

O custo específico apresentado inclui despesas diretas, como aquisição da pilha e BoP, além de despesas indiretas, como engenharia e custo imobiliário. A diferença entre os componentes do BoP para as duas tecnologias se dá pela necessidade de inclusão de compressores mecânicos para o eletrolisador AE, pois a pressão de saída do hidrogênio é menor se comparada a eletrolisadores PEM. Os custos adotados estão presentes na Tabela 6.

Quanto ao sistema de armazenamento, a planta produzirá hidrogênio em baixa pressão (30 bar) e irá armazená-lo durante 5 dias. Esta decisão teve como base o trabalho de LOPES *et al.* (2023). Para o CAPEX, foi considerado o menor valor do intervalo presente em literatura

Tabela 6 – Custo específico dos eletrolisadores

Tecnologia	Custo específico (€/kW)
PEMEL	720
AEL	670

Fonte: FRAUNHOFER (2021).

de 200 a 2.617 US\$/kg de hidrogênio armazenado, pois o custo específico tende a cair de forma inversamente proporcional à quantidade produzida (LOPES *et al.*, 2023). O armazenamento e posterior venda do oxigênio, subproduto da eletrólise da água, não foi considerado, por se tratar de um componente que gera pouco impacto no LCOH (AGORA INDUSTRY E UMLAT, 2023).

Por fim, os demais custos indiretos para implementação do projeto devem ser determinados. Para LOPES *et al.* (2023) as taxas de importação e frete para o Brasil correspondem a 35% do CAPEX. Em relação aos custos com contingências, o artigo de Khan *et al.* (2021) considera 15% do CAPEX.

### 3.3.3 Custos operacionais (OPEX)

O *Operational Expenditure* (OPEX) pode ser dividido em despesas fixas e variáveis (OLIVEIRA, 2021). As fixas são compostas pelos gastos com manutenção preventiva dos equipamentos, seguro e recursos humanos. Para tal, foi escolhido o maior custo do intervalo de 13,60 a 20,50 US\$/kW/ano do artigo de Yates *et al.* (2020). Optou-se por esse valor, pois, segundo (FRAUNHOFER, 2021), plantas de produção de hidrogênio de 100 MW são consideradas instalações centralizadas, de larga escala.

As despesas variáveis são compostas pelos gastos com energia elétrica, água e eventual substituição das pilhas. Como as pilhas do PEMEL têm menor vida operacional do que as do AEL, estas precisam ser substituídas com maior frequência, o que corrobora para um maior custo associado ao seu OPEX. Os custos específicos de reposição adotados são provenientes da Figura 23 e estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Custo de reposição das pilhas

Tecnologia	Custo de reposição (€/kW)
PEMEL	210
AEL	150

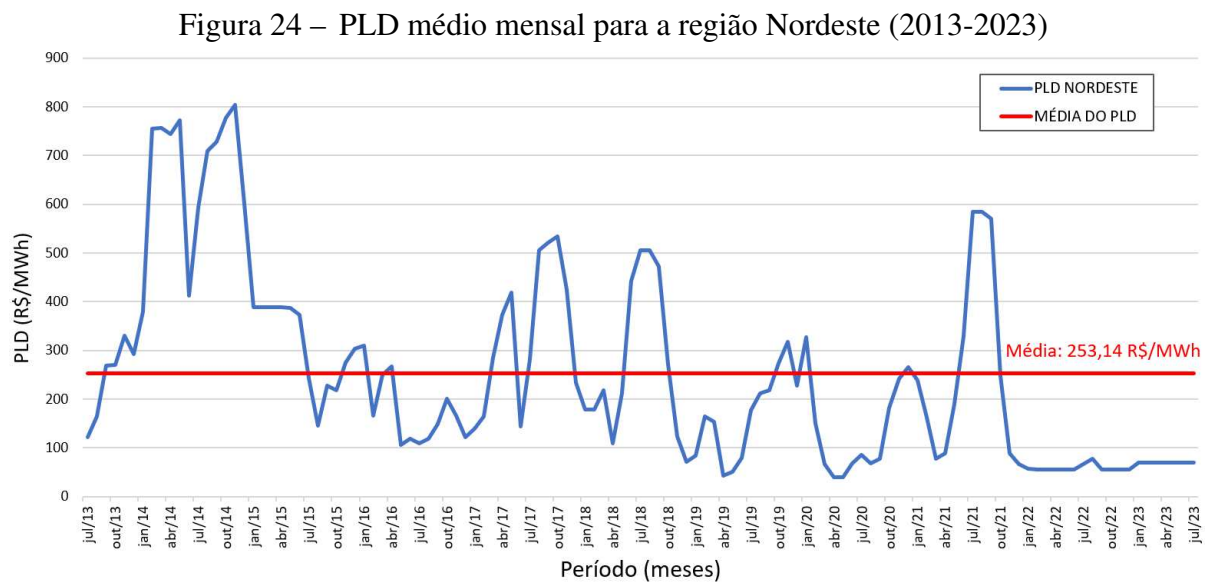
Fonte: FRAUNHOFER (2021)

Para saber o número de reposições de pilha necessárias para cada tecnologia, foi

utilizado o valor mínimo inteiro resultante da equação Equação 3.1, adaptado de Nicita *et al.* (2020).

$$N_{trocas} = \frac{A_{sistema} \cdot H_{sistema}}{H_{pilha}}. \quad (3.1)$$

No tocante aos gastos anuais com energia elétrica, foi considerada a média aritmética dos valores de PLD da Região Nordeste por um período de 10 anos, de julho de 2013 a julho de 2023, em conformidade com a metodologia de LOPES *et al.* (2023). Os dados estão disponíveis no painel de preços *online* da CCEE, sendo possível baixá-los em arquivo "xml" e tratá-los no programa *Microsoft Excel*. O valor médio encontrado, exposto na Figura 24, é de 253,14 R\$/MWh.



Ainda segundo a metodologia em LOPES *et al.* (2023) e Oliveira (2021), a despesa variável com relação ao consumo de água foi calculada levando em consideração o abastecimento de água pela CAGECE, para a categoria de consumidor industrial em 2023. O preço da tarifa anual foi determinado pela soma das tarifas mensais, segundo o consumo dos eletrolisadores.

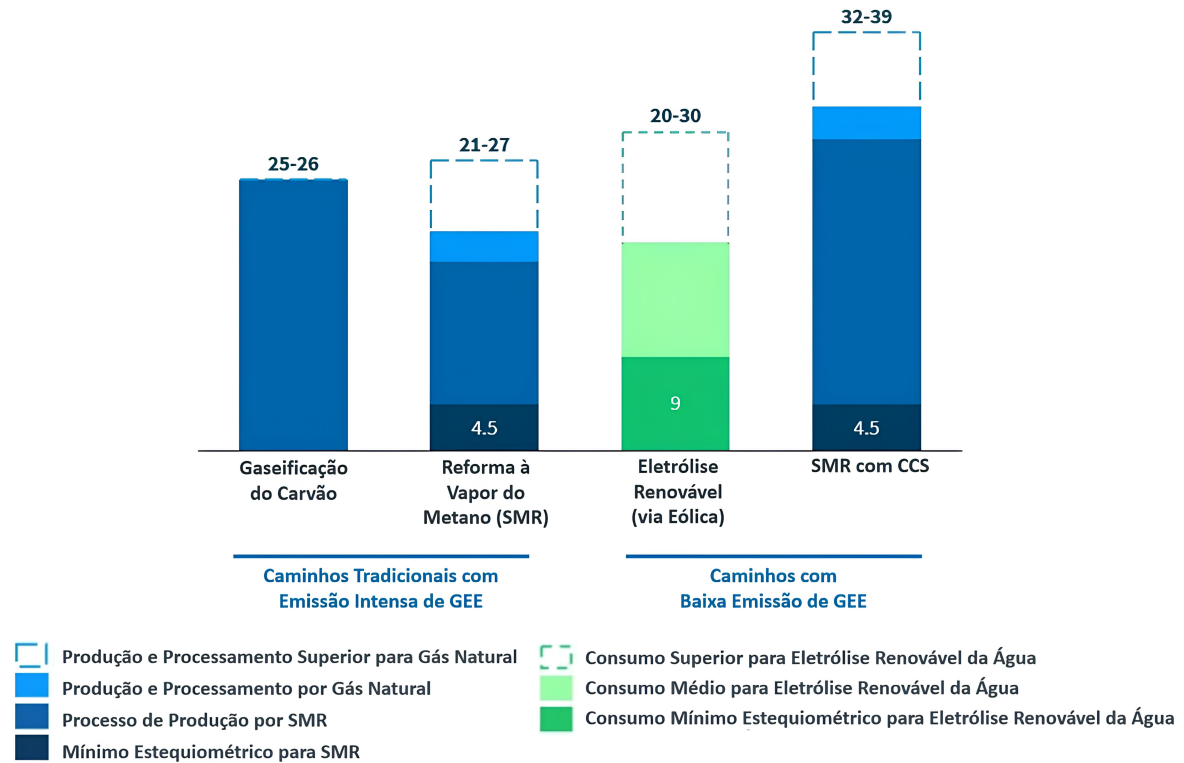
Tabela 8 – Tarifas de água para o Ceará

Faixa de consumo	Tarifa de água (R\$/m <sup>3</sup> )
0 a 15	12,66
16 a 50	15,03
> 50	23,36

Fonte: CAGECE (2023).

Pela análise estequiométrica da reação de eletrólise da água, o consumo teórico para produção de 1 kg de  $H_2$  seria 9 litros de água (RMI, 2023). No entanto, considerando os processos adicionais e as perdas, o consumo cumulativo varia de 20 a 30 L/kg  $H_2$  (RMI, 2023), como na Figura 25.

Figura 25 – Consumo de água para diferentes tecnologias de produção de hidrogênio (L/kg  $H_2$ )



Fonte: RMI (2023).

O consumo total de água foi separado em suas componentes com base no trabalho de ENERGONX (2020), cujos dados estão expostos na Tabela 9. É possível observar que a reposição necessária de água para o sistema de resfriamento é de 4,50 L/kg  $H_2$  e o sistema interno de tratamento de água consome 14,80 L/kg  $H_2$  adicionais.

Tabela 9 – Fatores de consumo de água L/kg  $H_2$  para eletrólise

Processo	Consumo de água (L/kg $H_2$ )
Processo de tratamento de água	14,80
Processo de produção de $H_2$	9,70
Reposição ao sistema de resfriamento	4,50
<b>Total</b>	<b>29,00</b>

Fonte: ENERGONX (2020).

### 3.4 Análise financeira

Esta seção apresenta a metodologia adotada para a análise de viabilidade financeira do estudo de caso. Inicialmente, fontes secundárias são utilizadas para definir as taxas de câmbio entre € e US\$, bem como entre R\$ e US\$. Em seguida, são escolhidas as taxas de inflação para R\$ e US\$. Apresenta-se, pois, o cálculo do LCOH. Por fim, define-se o método de análise de retorno financeiro do projeto. Considerou-se que o ano de 2023, ano de publicação deste trabalho, seria destinado ao desenvolvimento e implementação da planta de produção de hidrogênio, e o intervalo seguinte de 2024 a 2043 corresponderiam aos vinte anos de operação comercial restantes.

#### 3.4.1 Premissas financeiras

As premissas das taxas de câmbio entre o R\$ e US\$ e as estimativas para o índice de inflação do R\$ (IPC-A) foram adotadas do Boletim Focus, relatório semanal divulgado pelo Banco Central do Brasil, de 03/11/2023. Estes índices de inflação foram utilizados para corrigir os custos operacionais dados em R\$ após o ano base de 2023. As taxas de câmbio foram utilizadas na conversão do R\$ para US\$ para cada ano do período de funcionamento comercial do projeto. Pela Tabela 10, é possível perceber a tendência de desvalorização do R\$ frente ao US\$ para os próximos anos.

Tabela 10 – Premissas macroeconômicas para o Brasil

Índice	2023	2024	2025	2026-2043
Câmbio (R\$/US\$)	5,00	5,05	5,10	5,20
IPC-A (%)	4,63	3,91	3,50	3,50

Fonte: Banco Central do Brasil (2023).

Na subseção 3.3.2, apresentaram-se os custos de aquisição dos eletrolisadores escolhidos para este trabalho, com base no relatório de FRAUNHOFER (2021). Sendo assim, os valores em € foram convertidos para US\$ considerando a taxa de câmbio de 31/12/2021 de 1,1368 €/US\$ (INVESTING, 2021), último dia do ano de divulgação do relatório. Posteriormente, com o objetivo de corrigir os efeitos da inflação acumulada de 2021 para 2023, utilizou-se a calculadora *online* da Secretaria de Estatísticas Trabalhistas dos Estados Unidos (U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS, 2023), de acordo com o histórico da inflação acumulada do país. A Figura 26 mostra um exemplo de uso da calculadora, para a correção de US\$ 100,00

neste intervalo de tempo.

Figura 26 – Tela de uso da calculadora *online*

Fonte: U.S. Bureau of Labor Statistics (2023)

Para as demais despesas operacionais em US\$ após o ano de base de 2023, adotaram-se projeções das taxas de inflação divulgadas no *site* da empresa Statista, em 2023.

Tabela 11 – Estimativas das taxas de inflação do US\$

Índice	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2043
IPC	4,50	2,30	2,10	2,00	2,00	2,10

Fonte: STATISTA (2023).

### 3.4.2 *Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)*

Ao analisar as transações financeiras feitas durante a vida operacional de um projeto, é importante considerar o princípio básico da matemática financeira de que o valor do dinheiro decresce com o passar do tempo, sendo necessário aplicar uma taxa de desconto para avaliá-lo em um período específico (LIMA, 2019). Com o objetivo de calcular o custo da produção de 1kg de hidrogênio para o estudo de base, o valor da taxa de desconto  $r$  foi definido como 10%, em conformidade com a realidade macroeconômica do Brasil, aproximando-se da taxa SELIC de 12,25% em novembro de 2023 (REMESSA ONLINE, 2023).

Ademais, assume-se que o eletrolisador tem uma queda de performance de 10% ao final da vida operacional das pilhas (NICITA *et al.*, 2020; SHIN *et al.*, 2023) em relação à sua capacidade de produção de hidrogênio. Por conseguinte, a taxa anual de degradação do sistema é dada por



$$TDS = \frac{D_{pilha} \cdot H_{sistema}}{H_{pilha}}. \quad (3.2)$$

Onde  $D_{pilha}$  a depreciação de esperada de 10%;  $H_{sistema}$  o número de horas de operação anuais da planta de produção de  $H_2$ ;  $H_{pilha}$  a vida operacional, em horas, da pilha.

Por fim, o custo nivelado do hidrogênio foi calculado para os dois cenários consoante a equação 3.3, adaptada de Shin *et al.* (2023). O numerador é a soma do CAPEX e OPEX, ou seja, de todas as despesas feitas do ano 0 ao ano 20, que correspondem a 2023 e 2043, respectivamente, trazidas ao momento presente pela taxa de desconto  $r$ . O denominador é a quantidade total de  $H_2$  produzida por ano ( $M_{H_2}$ ), trazida ao momento presente pela taxa de desconto  $r$ , considerando a depreciação que incide sobre o sistema a cada ano ( $TDS$ ). Dessa maneira, tem-se o custo final para produção do hidrogênio renovável, em US\$/kg.

$$LCOH = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{CAPEX_n}{(1+r)^n} + \sum_{n=0}^N \frac{OPEX_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{M_{H_2} \cdot (1-TDS)^n}{(1+r)^n}} \quad (3.3)$$

### 3.4.3 Análise de retorno financeiro

Para o cálculo de retorno financeiro, aplicou-se o método de FCD com auxílio do programa *Microsoft Excel*. As métricas para a análise de rentabilidade seguiram as equações apresentadas na seção 2.7. A tomada de decisão de investimento de acordo com os parâmetros estipulados seguiu a metodologia resumida na Tabela 12.

Tabela 12 – Critérios para tomada de decisão do investimento

Parâmetro	Regras
<i>Payback</i>	$Payback \leq 20$ anos = Aceita-se o projeto $Payback > 20$ anos = Recusa-se o projeto
VPL	$VPL \geq 0$ = Investimento atrativo $VPL < 0$ = Investimento não atrativo
TIR	$TIR \geq r$ = Investimento atrativo $TIR < r$ = Investimento não atrativo
IR	$IR \geq 1$ = Investimento atrativo $IR < 1$ = Investimento não atrativo

Fonte: Autor.

## 4 RESULTADOS E ANÁLISES

Nesta seção são apresentados os resultados da análise de certificação da planta de produção de hidrogênio considerando a correlação temporal horária. Além disso, é feito o cálculo de LCOH para cada cenário a partir dos parâmetros técnicos e financeiros definidos previamente. Em seguida, são expostas as análises de sensibilidade do LCOH em relação à variação de cinco parâmetros: custo da eletricidade, pilhas, BoP, água e taxa de desconto. Após isso, são apresentados os testes de hipóteses do LCOH, a partir da variação de dois parâmetros: preço da energia elétrica e fator de utilização dos eletrolisadores. Por fim, é feita a análise de atratividade financeira de acordo com diferentes preços de venda do hidrogênio renovável, por meio do método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

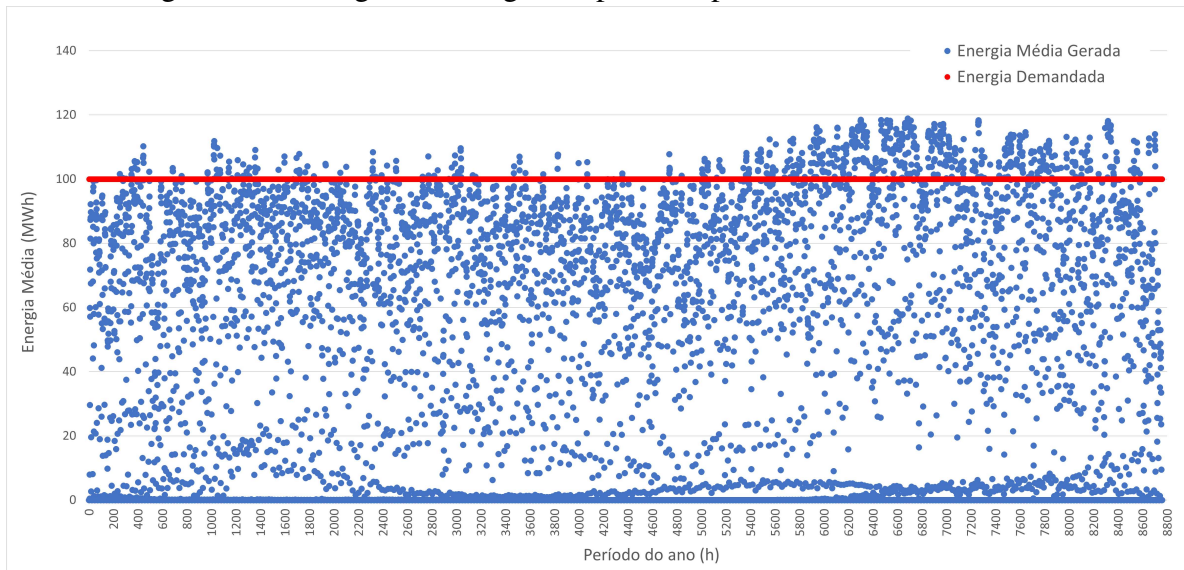
### 4.1 Análise da certificação pela correlação temporal horária

Nesta subseção estão apresentados os resultados do balanço de energia elétrica entre a energia média horária gerada pelas usinas FV e EOL e a energia elétrica demandada pela planta de produção de hidrogênio. As análises foram divididas em três cenários, que incluem o balanço energético para a usina FV e EOL separadamente, e para as duas usinas associadas. Em seguida, foi verificado se o sistema do estudo de caso atende aos critérios estabelecidos pela União Europeia para regular a qualidade do hidrogênio importado.

#### 4.1.1 Cenário 1: Usina FV

A figura Figura 27 apresenta a energia elétrica gerada em uma hora, correspondente à cada ponto azul do gráfico, durante as 8.760 horas do ano. A maioria dos pontos está abaixo da linha vermelha, que corresponde à energia demandada pela planta de produção de  $H_2$ , de 100 MWh.

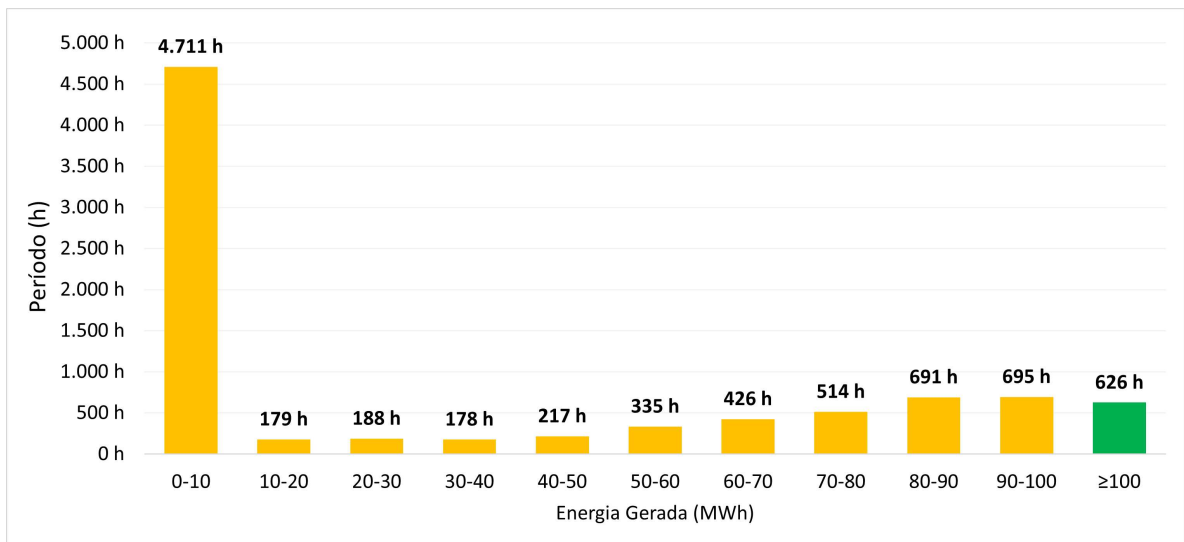
Figura 27 – Energia elétrica gerada por hora pela usina FV durante 1 ano



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores de energia elétrica gerada pela usina foram resumidos no histograma da Figura 28 de acordo com sua frequência em faixas que variam de 0 a 100 MWh em intervalos de 10 MWh. Os valores iguais ou superiores a 100 MWh correspondem às horas nas quais o eletrolisador produziu  $H_2$  a partir de 100% de energia renovável.

Figura 28 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica proveniente da usina FV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

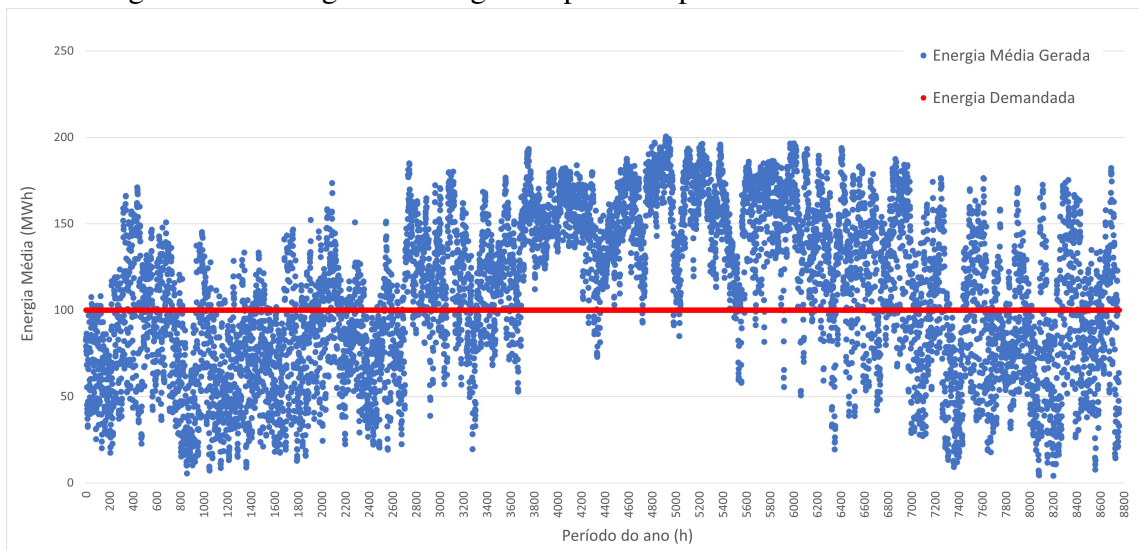
Dessa forma, infere-se que a usina FV é capaz de suprir energeticamente a planta de produção de hidrogênio renovável por apenas 7,1% do ano. No período restante, o eletrolisador necessitaria consumir uma parcela de energia elétrica do SIN. Ademais, a usina FV produz de 0

a 10 MWh de energia elétrica durante a maior parte do tempo, 4.711 horas ou 53,8% do ano. Isso equivale ao suprimento de apenas 0 a 10% da energia demandada pelo eletrolisador.

**4.1.2 Cenário 2: Usina EOL**

Os pontos de energia elétrica produzida pela usina EOL por hora durante as 8.760 horas do ano estão presentes na Figura 29.

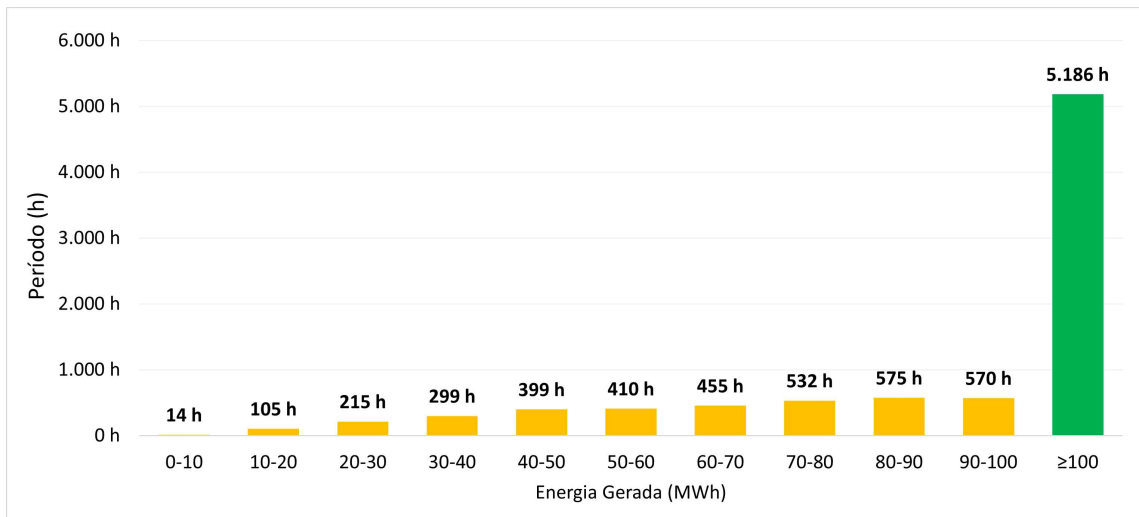
Figura 29 – Energia elétrica gerada por hora pela usina EOL durante 1 ano



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores de energia elétrica gerada pela usina foram resumidos no histograma da Figura 30.

Figura 30 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica proveniente da usina EOL.



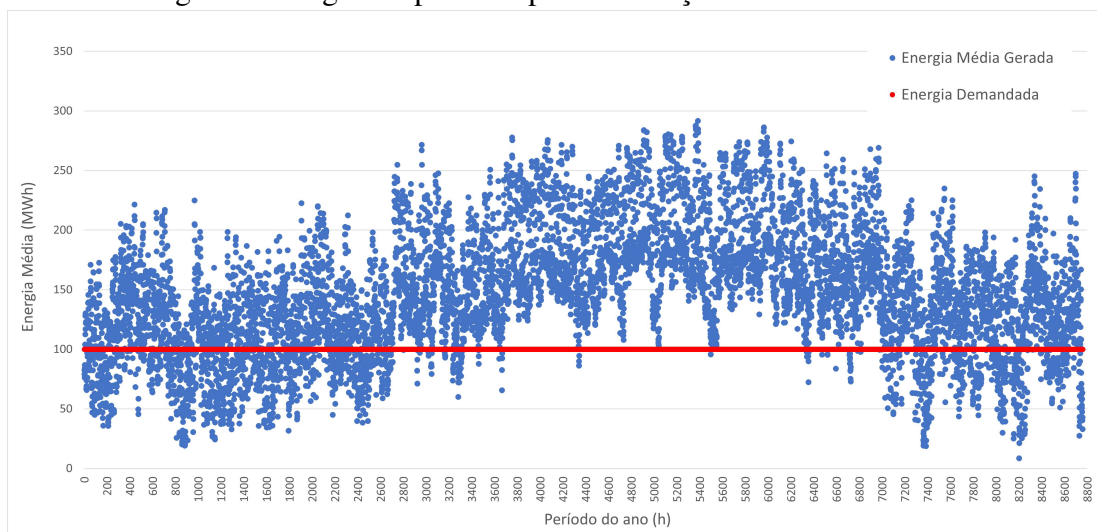
Fonte: Elaborado pelo autor.

O resultado para a usina EOL é mais favorável do que o cenário analisado anteriormente: o suprimento energético completo da planta de produção de  $H_2$  ocorre durante 59,2% do ano.

#### 4.1.3 Cenário 3: Usina FV+EOL

A distribuição dos valores de energia elétrica produzida pela associação das usinas FV e EOL por hora, durante as 8.760 horas do ano, estão presentes na Figura 31.

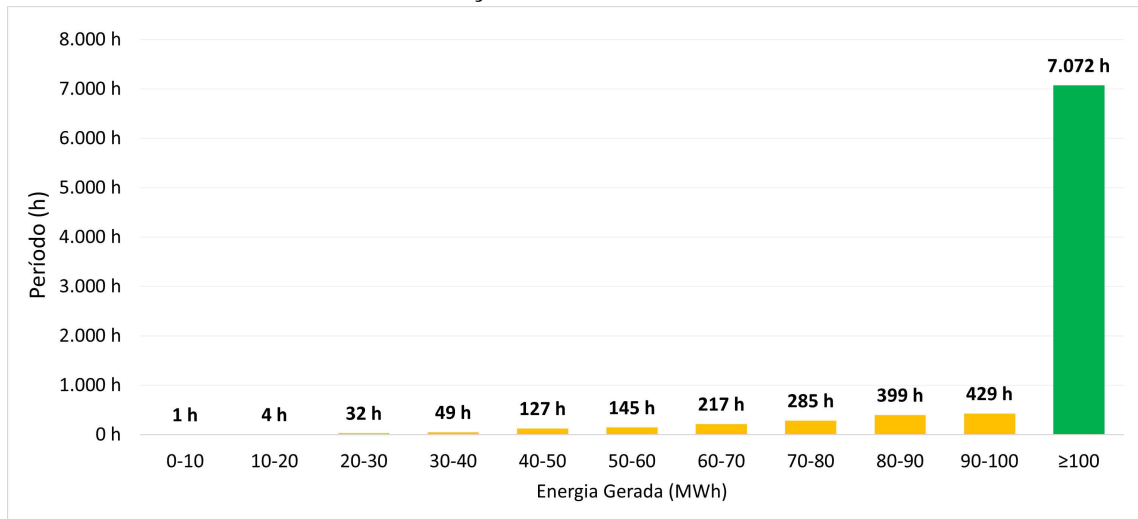
Figura 31 – Energia elétrica gerada por hora pela associação das usinas FV+EOL durante 1 ano



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores de energia elétrica gerada pela associação das duas usinas foram resumidos no histograma da Figura 32. O aumento do número de horas dentro da categoria de 0 a 100 MWh teve um aumento de 73,6% com relação à usina FV e 21,5% com relação à usina EOL, reforçando a complementaridade horária. No entanto, a associação das duas usinas não é suficiente para suprir energeticamente a planta de produção de  $H_2$  durante 100% do tempo, o suprimento da demanda ocorre durante 80,7% das horas anuais totais.

Figura 32 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica proveniente da associação das usinas FV+EOL

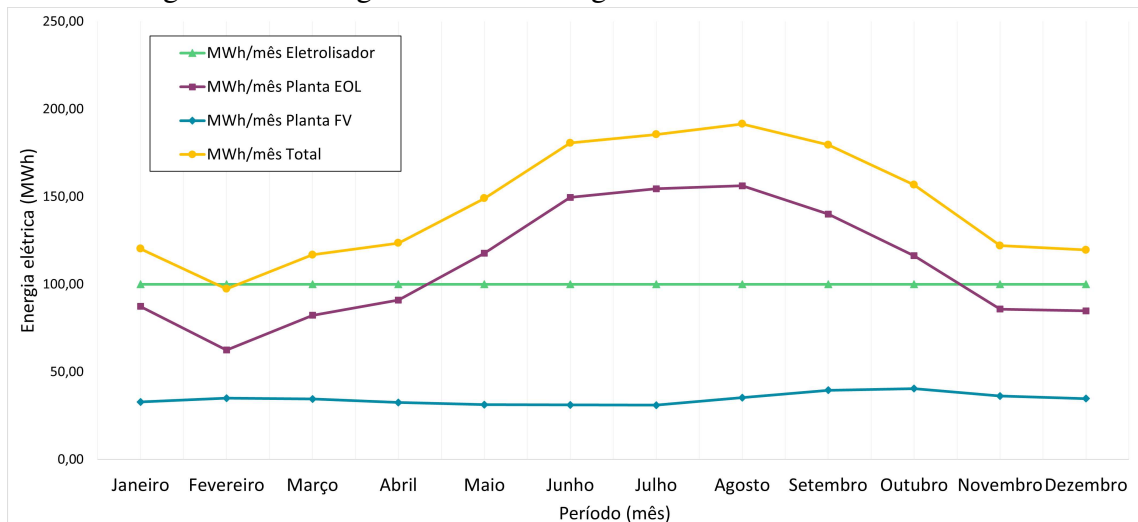


Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 Análise da certificação pela correlação temporal mensal

Esta seção apresenta a análise de certificação na correlação temporal mensal com o objetivo de demonstrar o efeito das distinções nos critérios de certificação. Ao aumentar o horizonte de tempo de análise, é possível somar toda a energia gerada ao longo do mês e subtrair pela energia consumida pelo eletrolisador no mesmo período. Como consequência desta maior flexibilidade, de acordo com o resultado obtido na Figura 33, apenas o mês de fevereiro tem déficit no balanço energético, com 97,4% de  $H_2$  de fonte renovável, ou seja, todos os outros meses possuem certificação de hidrogênio como 100% proveniente de fonte renovável.

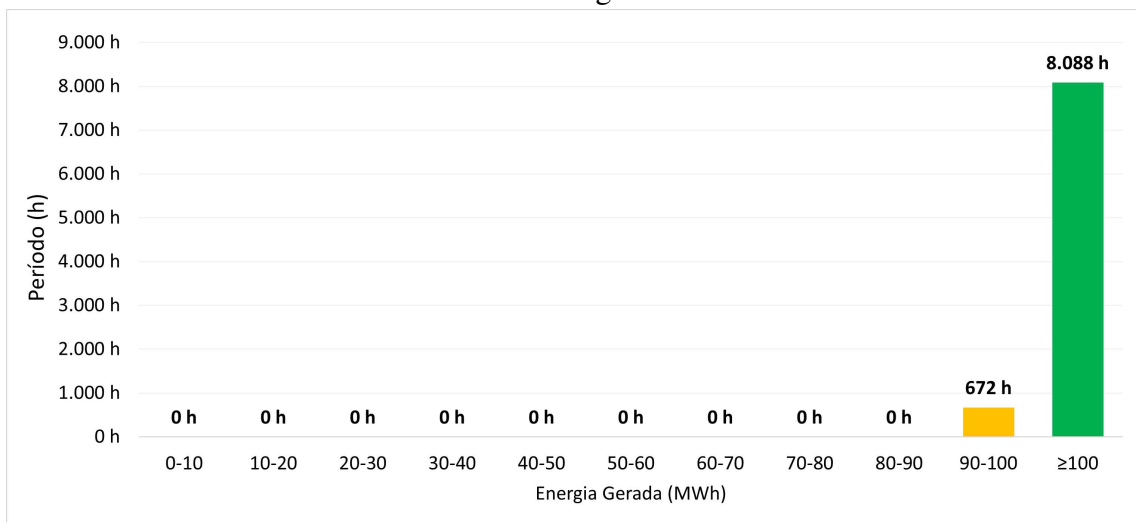
Figura 33 – Energia elétrica média gerada e consumida durante 1 ano



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 34 mostra as classificações para este cenário. Os dados presentes no intervalo de 90 a 100% de  $H_2$  correspondem às horas do mês de fevereiro. A decisão de representar as horas no gráfico foi tomada para facilitar a comparação entre os resultados da correlação temporal horária e mensal. Dessa maneira, comparando a Figura 34 com Figura 32, a modalidade de certificação mensal aumenta em 1016 horas a quantidade de hidrogênio classificado como 100% de fonte renovável. Além disso, pela Figura 34, nenhuma quantidade de  $H_2$  produzida está no intervalo de 0 a 90%.

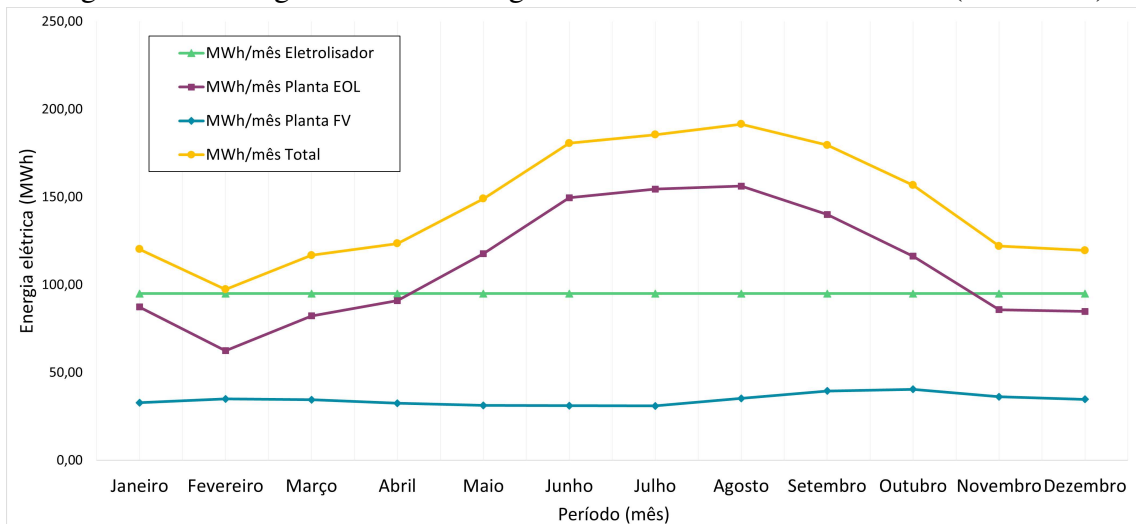
Figura 34 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica das usinas FV+EOL no regime mensal



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ademais, ao aplicar o FU escolhido para o projeto, de 95%, a análise muda (Figura 35). Com a aplicação deste fator, o mês de fevereiro tem balanço energético positivo.

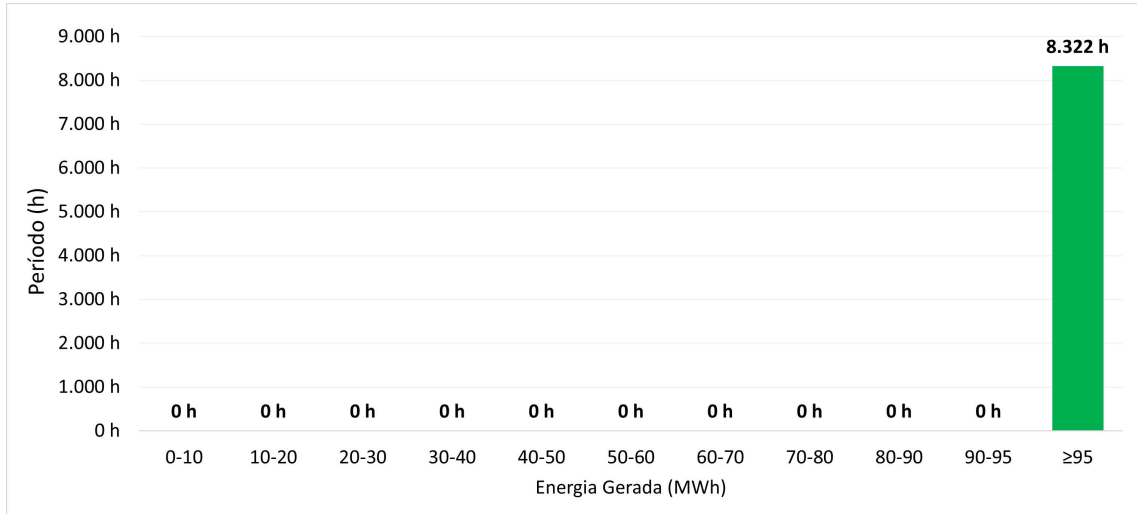
Figura 35 – Energia elétrica média gerada e consumida durante 1 ano (FU = 95%)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Portanto, a correlação temporal mensal, ao ser menos rígida por não exigir simultaneidade horária de geração e consumo de energia elétrica, permite que a planta fictícia para este cenário seja certificada com  $H_2$  100% de fonte renovável em todos os meses do ano, como na Figura 36.

Figura 36 – Classificações do hidrogênio produzido a partir da energia elétrica das usinas FV+EOL no regime mensal (FU = 95%)



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3 Análise do atendimento às regras de qualidade do hidrogênio da União Europeia

Além da necessidade da análise do balanço energético, os outros dois critérios ditados pelo Parlamento Europeu para determinar a qualidade do hidrogênio produzido são a adicionalidade e proximidade geográfica (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023).

As usinas não atendem ao critério de adicionalidade, pois o estudo de caso considera o desvio de energia elétrica renovável do SIN para o uso na planta de produção de  $H_2$ . Além disso, os projetos estão há operação no Brasil por mais tempo do que o critério máximo de 36 meses antes do ano de início da operação do eletrolisador (ONS, 2023).

Em contrapartida, o sistema do estudo de caso atende ao critério de proximidade geográfica devido à planta de produção de  $H_2$ , localizada no Ceará, e as usinas EOL e FV, localizadas na Bahia, estarem no mesmo território nacional, segundo as diretrizes ditadas pelo (EUROPEAN PARLIAMENT, 2023).



#### 4.4 Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)

Visando calcular o LCOH, foram utilizadas fontes secundárias para compor CAPEX e OPEX da planta de produção de hidrogênio, bem como calcular a massa de produção anual de  $H_2$ . A Tabela 13 resume os custos envolvidos no sistema de eletrólise da água para o ano base de 2023. Em relação à aquisição dos eletrolisadores, observou-se uma diferença de cerca de 8 milhões de reais, que equivale a um aumento de 4,25% para adquirir o eletrolisador PEMEL, pois ambos possuem componentes similares em seus BoPs. No entanto, o preço da pilha é maior para PEMEL do que para AEL, o que impacta não só no seu CAPEX total ser superior, como também no custo de reposição.

Tabela 13 – Custos anuais para o ano de base 2023

Parâmetro	Componente	Unidade	PEMEL	AEL
CAPEX	Eletrolisador	US\$	87.830.000,00	81.730.000,00
	Sistema de armazenamento		45.946.656,00	46.593.792,00
	Contingências		20.066.498,40	19.248.568,80
	Taxas de importação e frete		46.821.829,60	44.913.327,20
	<b>Total</b>		<b>200.664.984,00</b>	<b>192.485.688,00</b>
OPEX	Água	US\$	1.126.146,34	1.126.146,34
	Eletricidade		42.132.621,60	42.132.621,60
	Despesas fixas		2.050.000,00	2.050.000,00
	Reposição das pilhas		34.582.950,00	24.702.300,00
	<b>Total</b>		<b>45.308.767,94</b>	<b>45.308.767,94</b>
<b>Total (ano de reposição das pilhas)</b>			<b>79.891.717,94</b>	<b>70.011.067,94</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 14 mostra os resultados da reposição das pilhas para cada tecnologia, sendo 3 vezes mais frequente para PEMEL, pois a vida operacional das pilhas é cerca de 1,6 vezes menor, de forma que esse cenário possui uma maior taxa de degradação do sistema (TDS), 1,51%/ano contra 0,92%/ano. Por impactar diretamente na quantidade anual produzida de hidrogênio, é esperado que uma taxa de degradação mais alta implique em um aumento do LCOH, consoante a Equação 3.3.

Tabela 14 – Parâmetros para reposição das pilhas

Parâmetro	Unidade	PEMEL	AEL
Horas de funcionamento anuais da planta	h/ano	8.322	8.322
Vida operacional das pilhas	h/ano	55.000	90.000
Anos de operação da planta	anos	20	20
Nº de trocas das pilhas	-	3	1
Taxa de Degradação do Sistema	%/ano	1,51	0,92

Fonte: Elaborado pelo autor.

O fluxo de caixa descontado para o cenário 1 mostra os resultados de VPL para CAPEX, OPEX e  $M_{H_2}$ , expostos nas Tabela 15. O valor de LCOH para o sistema PEMEL é de 5,92 US\$/kg  $H_2$ .

Tabela 15 – Cálculo do LCOH (Cenário 1)

Ano	CAPEX (US\$/ano)	OPEX (US\$/ano)	$M_{H_2}$ (kg/ano)
2023	200.664.984,00	-	-
2024	-	48.445.004,46	15.690.937,28
2025	-	49.443.128,62	15.453.519,13
2026	-	50.450.268,27	15.219.693,34
2027	-	51.478.190,41	14.989.405,54
2028	-	52.577.506,01	14.762.602,21
2029	-	53.700.546,81	14.539.230,62
2030	-	<b>96.646.003,89</b>	14.319.238,84
2031	-	56.019.898,20	14.102.575,74
2032	-	57.217.285,44	13.889.190,95
2033	-	58.440.551,74	13.679.034,86
2034	-	59.690.266,25	13.472.058,63
2035	-	60.967.010,96	13.268.214,14
2036	-	62.271.381,04	13.067.454,00
2037	-	<b>111.947.415,83</b>	12.869.731,54
2038	-	64.965.445,49	12.675.000,80
2039	-	66.356.398,75	12.483.216,51
2040	-	67.777.495,79	12.294.334,10
2041	-	69.229.402,31	12.108.309,65
2042	-	70.712.799,14	11.925.099,92
2043	-	<b>126.991.973,78</b>	11.744.662,31
VPL	200.664.984,00	517.608.822,79	121.353.885,32
LCOH (US\$/kg $H_2$ )		5,92	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota: Os valores em negrito referem-se aos custos com reposição das pilhas.

Os fluxos de caixa descontados para o cenário 2 estão expostos na Tabela 16. A partir da análise e comparação das duas tabelas, percebe-se que o sistema PEMEL possui um VPL da produção de  $H_2$  com cerca de 7 mil toneladas a menos se comparado ao sistema AEL, ao passo que o VPL de seus custos operacionais é cerca de MUS\$ 29 milhões mais caro. Dessa forma, o valor do LCOH é menor para AEL, 5,29 US\$/kg  $H_2$ .

A Figura 37 mostra a contribuição em US\$/kg de cada componente do LCOH. Observou-se que os custos com energia elétrica correspondem a 64,9% do LCOH total para AEL e 61,4% para PEMEL. Dessa forma, um baixo preço pela energia elétrica renovável é necessário para garantir a produção de hidrogênio economicamente competitivo.

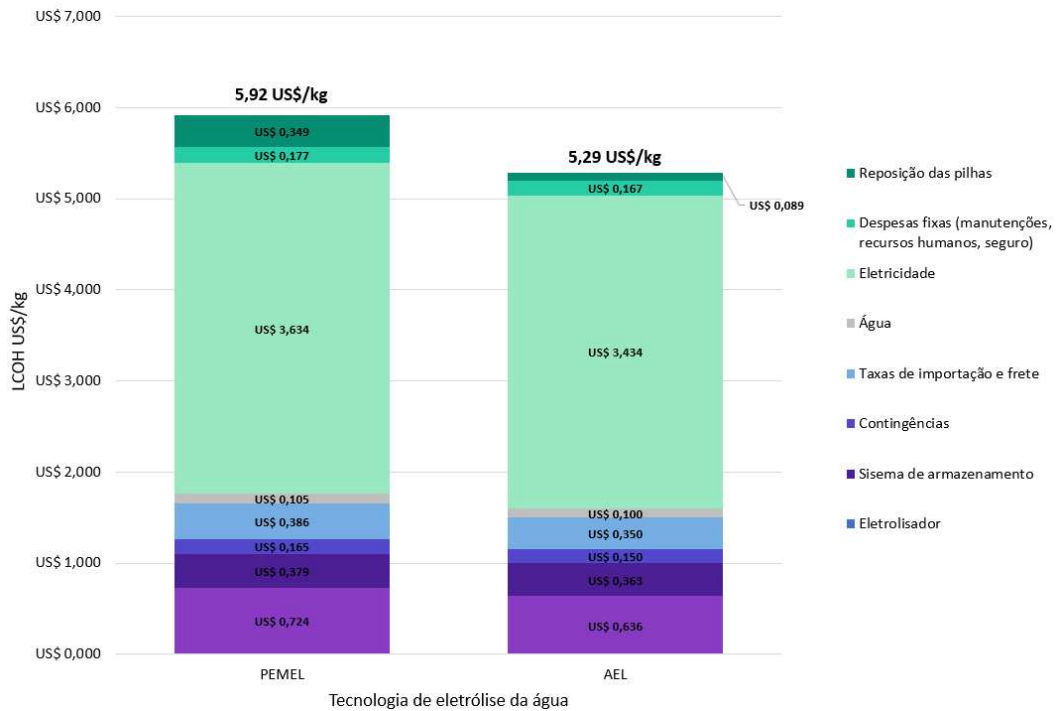
Tabela 16 – Cálculo do LCOH (Cenário 2)

Ano	CAPEX (US\$/ano)	OPEX (US\$/ano)	MH <sub>2</sub> (kg/ano)
2023	192.485.688,00	-	-
2024	-	48.445.004,46	16.007.004,55
2025	-	49.443.128,62	15.858.993,12
2026	-	50.450.268,27	15.712.350,30
2027	-	51.478.190,41	15.567.063,43
2028	-	52.577.506,01	15.423.119,98
2029	-	53.700.546,81	15.280.507,53
2030	-	54.847.833,43	15.139.213,78
2031	-	56.019.898,20	14.999.226,51
2032	-	57.217.285,44	14.860.533,66
2033	-	58.440.551,74	14.723.123,26
2034	-	<b>92.134.356,15</b>	14.586.983,45
2035	-	60.967.010,96	14.452.102,48
2036	-	62.271.381,04	14.318.468,70
2037	-	63.603.985,08	14.186.070,59
2038	-	64.965.445,49	14.054.896,73
2039	-	66.356.398,75	13.924.935,78
2040	-	67.777.495,79	13.796.176,54
2041	-	69.229.402,31	13.668.607,90
2042	-	70.712.799,14	13.542.218,84
2043	-	72.228.382,57	13.416.998,45
VPL	192.485.688,00	486.660.612,73	128.434.988,07
LCOH (US\$/kg H <sub>2</sub> )		5,29	

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota: Os valores em negrito referem-se aos custos com reposição das pilhas.

Figura 37 – Componentes do LCOH para os cenários 1 e 2.



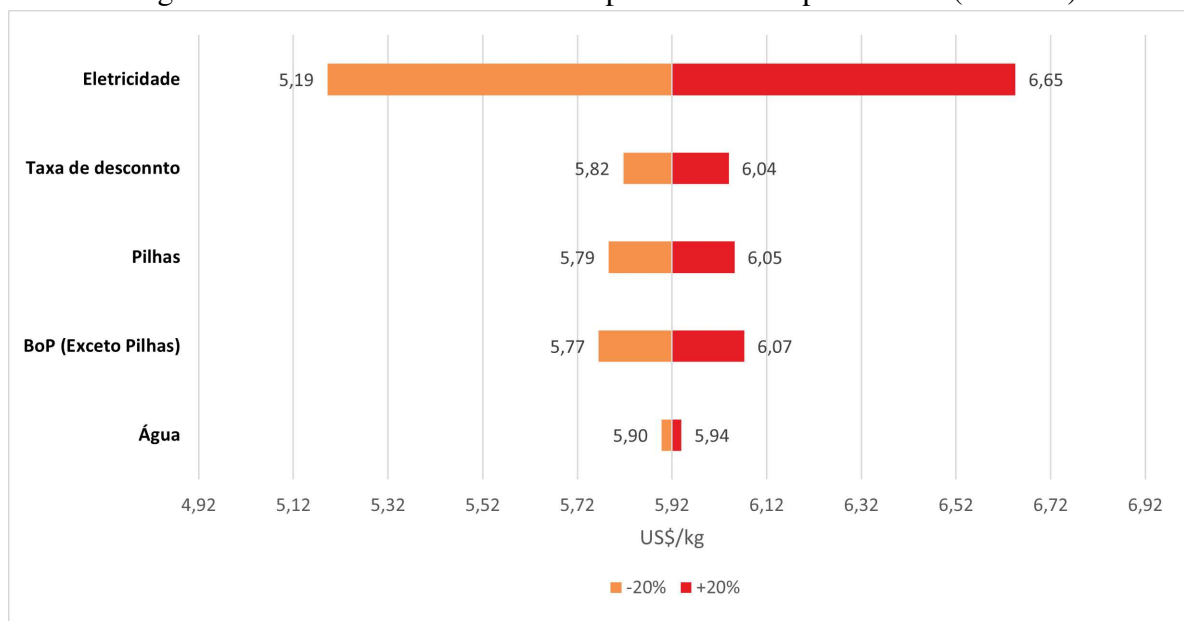
Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.5 Análise de Sensibilidade

A partir dos resultados da Figura 37, analisou-se a mudança do LCOH quando um parâmetro varia em -20% e +20% do valor de referência enquanto os outros parâmetros permanecem fixos. Quanto mais o LCOH muda, mais sensível ele é a esse componente, e os resultados estão expostos na Figura 38 e Figura 39.

Para PEMEL, como esperado a partir da Figura 37, o LCOH é mais sensível à variação do custo de eletricidade e menos sensível à variação do custo com água para os dois cenários. A taxa de desconto foi o segundo parâmetro com maior impacto no LCOH, pois uma taxa menor implica em ganhos maiores. O terceiro parâmetro com maior impacto tem relação com o custo com aquisição e reposição das pilhas. A variação do preço da água resultou em impactos mínimos, com variação positiva e negativa de 0,02 US\$/kg.

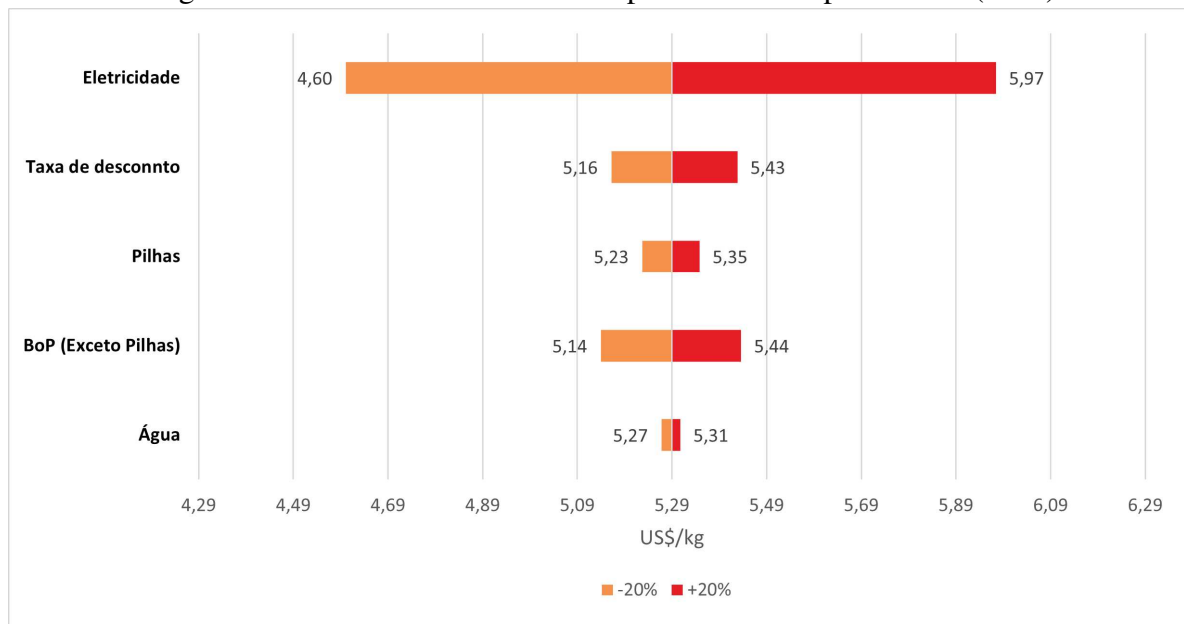
Figura 38 – Sensibilidade do LCOH para diferentes parâmetros (PEMEL)



Fonte: Elaborado pelo autor.

As duas maiores sensibilidades do LCOH também foi pela variação do preço da energia elétrica e da taxa de desconto para o AEL. No entanto, por necessitar de menos trocas de pilhas, e pelo CAPEX correspondente à essa categoria ser menor para AEL, o terceiro parâmetro com maior impacto no custo de produção de  $H_2$  foi o BoP da planta de produção de  $H_2$ . Para IRENA (2020), é esperado que o CAPEX dos eletrolisadores de ambas tecnologias tenha um decréscimo em 2030, o que resultará em um LCOH menor no futuro.

Figura 39 – Sensibilidade do LCOH para diferentes parâmetros (AEL)



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.6 Teste de Hipóteses

Ademais, buscou-se apresentar com mais detalhes o impacto do preço da energia elétrica combinado com diferentes fatores de utilização do eletrolisador, com o objetivo de encontrar o ponto ótimo de funcionamento para o estudo de caso, ou seja, aquele que possui o menor LCOH. O fator de utilização de 100% não foi considerado para tomada de decisão por ser um funcionamento inviável tecnicamente, pois não permite paradas para manutenções.

A Figura 40 mostra o teste de hipóteses para o LCOH do PEMEL. É possível notar que, ao aumentar o fator de utilização, ou seja, o número de horas de funcionamento da planta de produção de hidrogênio, o LCOH diminui para todos os valores de energia elétrica, visto que esse parâmetro impacta diretamente na redução da quantidade de hidrogênio produzida anualmente, aumentando o custo de produção. Ou seja, a economia com energia elétrica e água provenientes da diminuição do F.U. não compensam as perdas de produção de  $H_2$ . Esse fato é benéfico para este trabalho, pois a planta está conectada ao SIN. Caso a o funcionamento fosse por 12 h/dia (ou seja, com um FU de 50%), o LCOH para para PEMEL seria de 7,01 US\$/kg



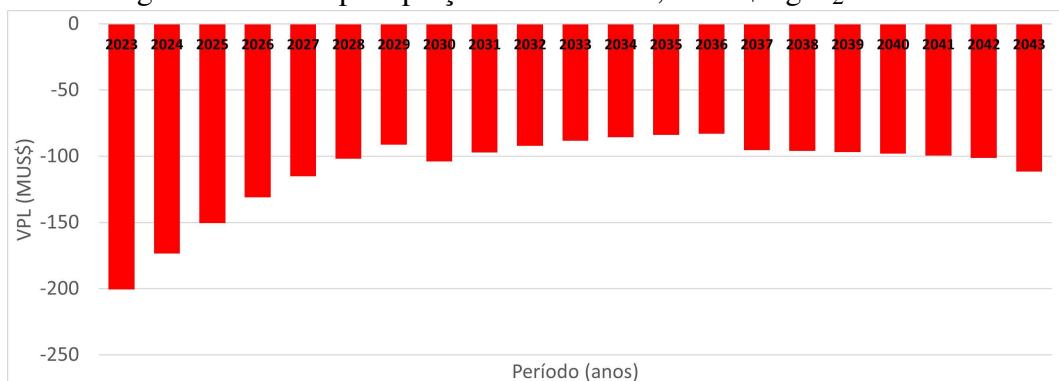
Ademais, o LCOH diminui à medida que o preço da energia elétrica diminui. O menor LCOH para o fator de utilização de 95% é de 2,56 US\$/kg para PEMEL e 2,11US\$/kg para AEL, que necessita de um custo de eletricidade de 5,00 US\$/kg. Para o custo do estudo de base, o melhor fator de utilização é de 95%, como definido no desenvolvimento do projeto.

#### 4.7 VPL, TIR, IR e tempo médio de *Payback*

Nesta seção, para determinar a viabilidade financeira do projeto, são analisados 4 preços possíveis de venda do hidrogênio: 5, 5,50, 6 e 7 US\$/kg, a fim de calcular o VPL, TIR, IR e tempo médio de *Payback* para os dois cenários. O tempo médio de *Payback* foi calculado considerando o período de retorno financeiro a partir do ano de 2024, que corresponde ao primeiro ano de operação comercial da planta.

Para o primeiro caso, o preço de venda de 5,00 US\$/kg é menor do que o custo de produção de  $H_2$  para o PEMEL. Dessa forma, o VPL resultante é negativo durante todo o período de operação comercial da planta (Figura 42) e o *Payback* não ocorre. O índice de rentabilidade é de US\$0,44, e não há valor de TIR que torne o investimento atrativo. Portanto, conclui-se que o preço de venda precisa ser maior. Na Figura 42 é possível observar que há queda do VPL nos momentos que correspondem à reposição das pilhas, ou seja, nos anos 2030, 2037 e 2043.

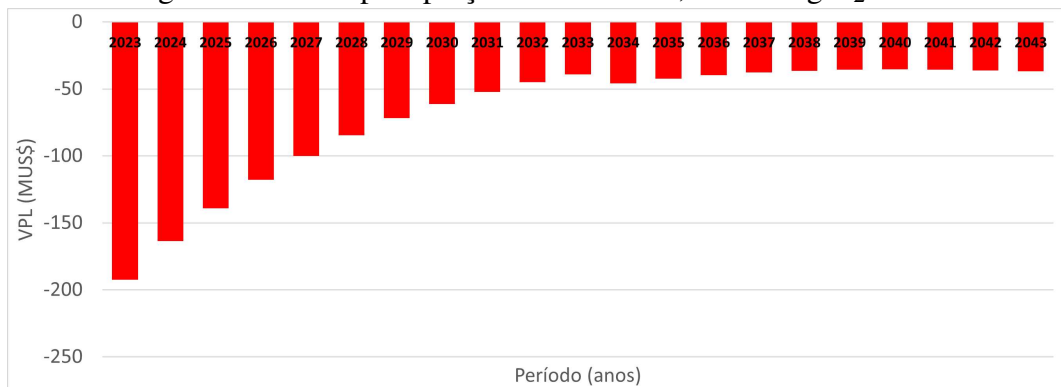
Figura 42 – VPL para preço de venda de 5,00 US\$/kg  $H_2$  - PEMEL



Fonte: Elaborado pelo autor.

O preço de venda de também é menor do que o custo de produção de  $H_2$  para AEL, de forma que o VPL resultante é negativo e o *Payback* não ocorre. O Índice de rentabilidade é de US\$0,81 e o TIR é de 4,05%, ou seja, a taxa de desconto do projeto precisaria ser cerca de duas vezes menor para que ele fosse rentável. Apesar de não ser atrativo, observa-se que o VPL é maior do que o VPL para PEMEL.

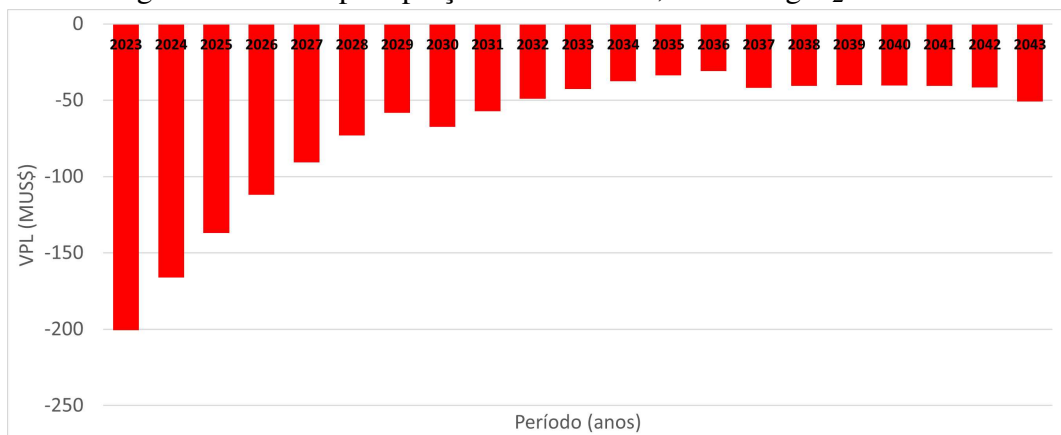
Figura 43 – VPL para preço de venda de 5,00 US\$/kg  $H_2$  - AEL



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o segundo caso, com preço de venda de 5,5 US\$/kg, Figura 44 e Figura 45, o preço de venda de  $H_2$  é menor do que o LCOH para PEMEL, mas maior do que o LCOH para AEL. Como consequência, apenas AEL possui retorno financeiro. O IR para PEMEL é de US\$ 0,75, o que demonstra uma perda financeira.

Figura 44 – VPL para preço de venda de 5,50 US\$/kg  $H_2$  - PEMEL

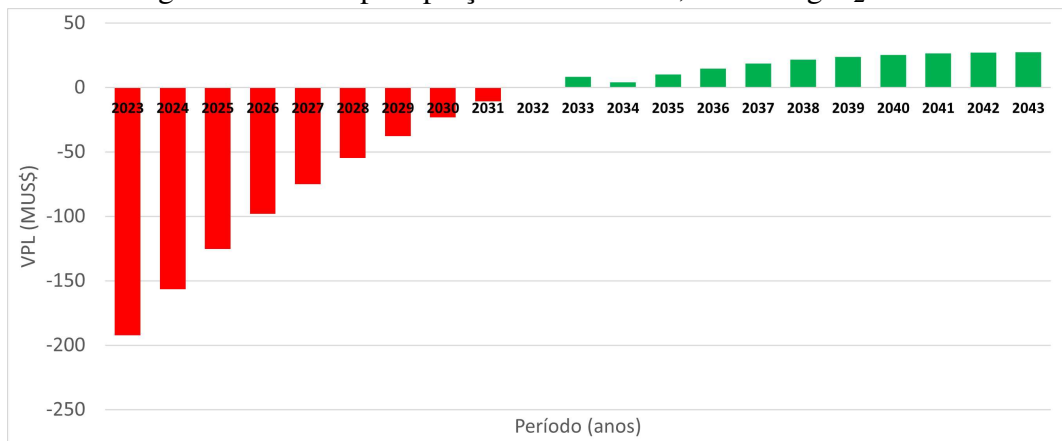


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para AEL, o tempo médio de *Payback* é 9,04 anos. A TIR é 12,96%, maior do que a taxa de desconto para o projeto, e o IR é maior que US\$1, ou seja, para cada dólar americano investido, há um retorno de US\$ 1,14.



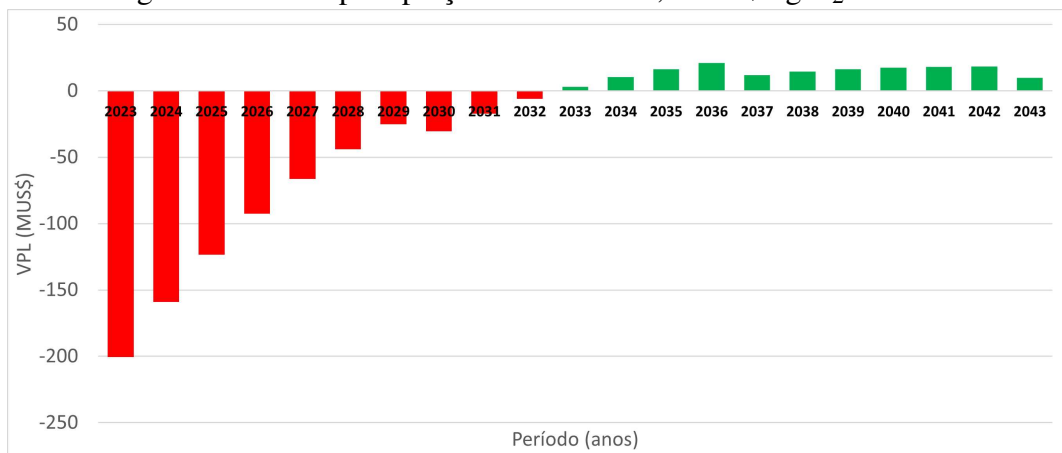
Figura 45 – VPL para preço de venda de 5,50 US\$/kg  $H_2$  - AEL



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o terceiro caso (Figura 46 e Figura 47), o preço de venda é maior do que o LCOH para as duas tecnologias, e ambas possuem retorno financeiro. Para PEMEL, a TIR é de 11,37% e o IR aumentou para US\$ 1,05. O tempo médio de *Payback* é de 9,46 anos.

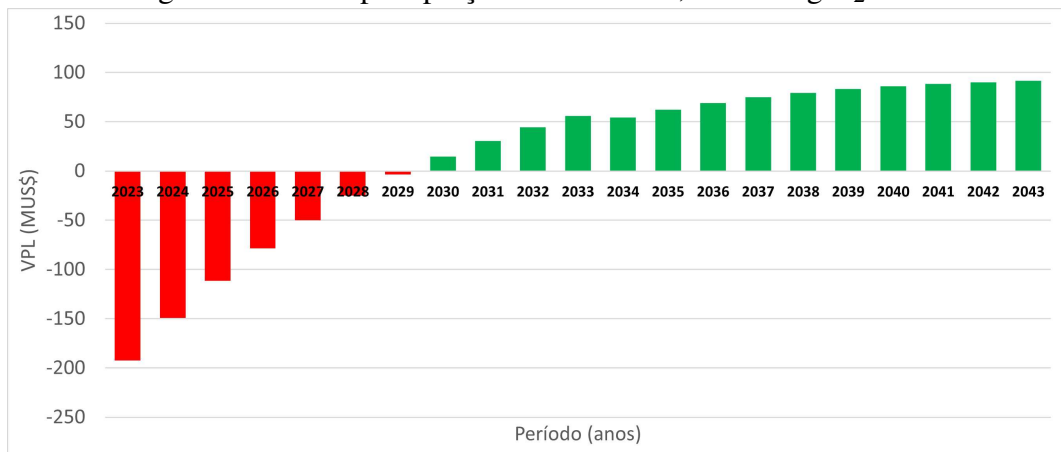
Figura 46 – VPL para preço de venda de 6,00 US\$/kg  $H_2$  - PEMEL



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para AEL (Figura 46), há maior retorno financeiro e menor tempo médio de *Payback*: 6,15 anos. O IR é US\$ 1,48, cerca de 41% maior que o do PEMEL.

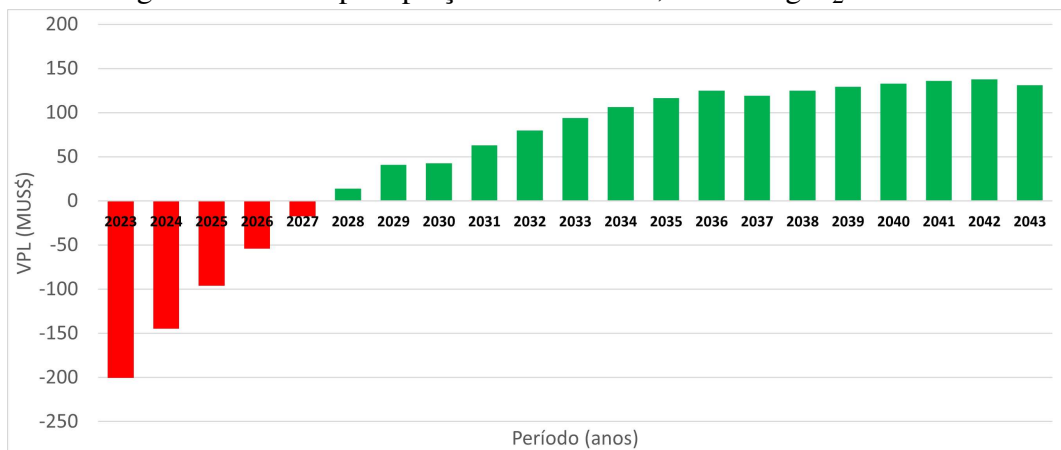
Figura 47 – VPL para preço de venda de 6,00 US\$/kg  $H_2$  - AEL



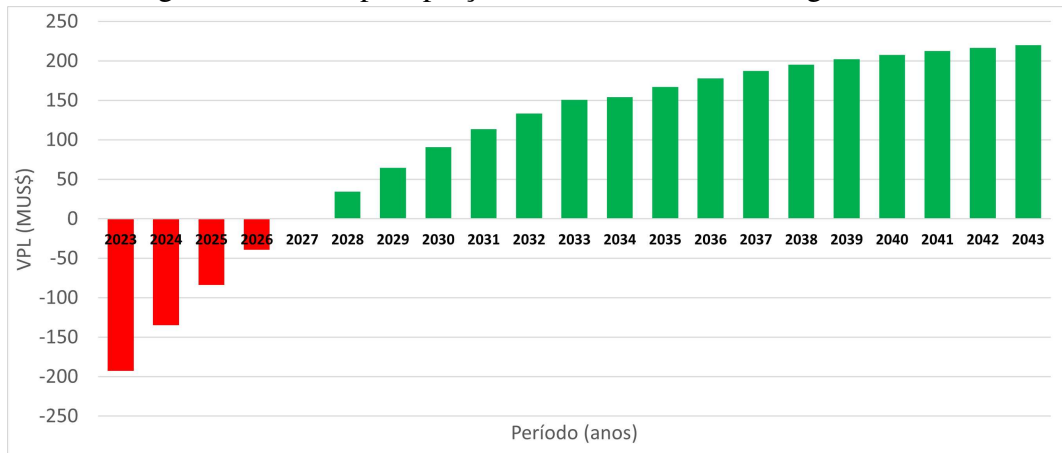
Fonte: Elaborado pelo autor.

O quarto e último caso (Figura 48 e Figura 49) apresenta o maior preço de venda considerado, no qual o tempo médio de *Payback* é o mais próximo para ambas as plantas, cerca de 3 anos AEL e 4 anos para PEMEL. No entanto, à medida que o tempo avança, a disparidade do VPL entre os dois cenários aumenta, de forma que o maior retorno financeiro é para AEL, com IR de 2,14 contra 1,65 para PEMEL. Dessa forma, para todos os cenários de venda, a escolha do eletrolisador do tipo alcalino mostra-se a mais atrativa, com maior custo-benefício.

Figura 48 – VPL para preço de venda de 7,00 US\$/kg  $H_2$  - PEMEL



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 – VPL para preço de venda de 7,00 US\$/kg  $H_2$  - AEL

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados estão expostos na Tabela 17.

Tabela 17 – Taxa Interna de Retorno (TIR), Período de *Payback* (PBP) e Índice de Rentabilidade (IR) conforme 4 preços de venda do hidrogênio.

Preço	5 US\$/kg			5,5 US\$/kg			6 US\$/kg			7 US\$/kg		
	TIR	IR	PBP	TIR	IR	PBP	TIR	IR	PBP	TIR	IR	PBP
PEMEL	-	0,44	-	-	0,75	-	11,37%	1,05	9,46	23,43%	1,65	4,42
AEL	4,95%	0,81	-	12,96%	1,14	9,04	18,88%	1,48	6,15	28,95%	2,14	3,77

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5 CONCLUSÕES

Neste estudo, foram avaliadas a certificação e a viabilidade técnico-financeira de uma planta de produção de hidrogênio renovável em larga escala, com potência de 100 MW, que produz cerca de 46 toneladas de  $H_2$  por dia. Duas alternativas foram consideradas: o investimento em um eletrolisador de tecnologia do tipo PEM (PEMEL), e investimento em um eletrolisador alcalino (AEL), com período de operação comercial de 20 anos.

A análise de certificação pela correlação temporal horária demonstra que a usina eólica é capaz de suprir energeticamente a planta de produção de  $H_2$ , de modo integral, durante 59,2% do ano, ao passo que esse valor é de 7,1% para a usina solar fotovoltaica. Ademais, a associação das usinas resultou na produção de hidrogênio 100% renovável em 80,7% durante um ano. Em contrapartida, a correlação tempo mensal, considerando um fator de utilização do eletrolisador de 95%, resulta em todo o hidrogênio produzido como 100% de fonte renovável durante um ano. Ademais, o estudo de Gomes (2023) demonstra que a correlação temporal trimestral permite que todo o hidrogênio produzido seja classificado como 100% de fonte renovável durante um ano, mesmo sem a consideração do fator de utilização menor do que 100%. Esses resultados demonstram o rigorismo e o impacto da correlação temporal horária para o Brasil, caso os critérios estabelecidos pela União Europeia ao demandar simultaneidade de geração e consumo de energia elétrica sejam seguidos.

Além disso, partir da análise das regras de adicionalidade, simultaneidade de geração e localização geográfica, estabelecidos para a certificação do hidrogênio pelo European Parliament (2023), conclui-se que o sistema do estudo de caso não atende aos critérios para comercializar o hidrogênio produzido para a União Europeia.

Ademais, o custo nivelado de hidrogênio (LCOH) foi calculado para os dois cenários por meio do modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), e os resultados mostram que para AEL há um menor custo, 5,29 US\$/kg  $H_2$  contra 5,92 US\$/kg  $H_2$  para o PEMEL. Por meio da análise de sensibilidade, constatou-se que os parâmetros que mais impactam no LCOH são o custo com eletricidade, taxa de desconto e BoP, respectivamente.

Por fim, a vantagem do AEL se manteve durante a análise financeira, visto que, para todas as simulações de venda de  $H_2$ , seu VPL e Índice de Rentabilidade (IR) é maior do que os mesmos índices para o PEMEL, com tempo médio de *Payback* menor. É possível concluir que o investimento nesta tecnologia traz maior retorno financeiro em menos tempo, permitindo a venda do hidrogênio renovável por um preço mais competitivo.

Aponta-se como principal limitação deste trabalho a dificuldade em estimar os custos para os eletrolisadores, pois os fornecedores não disponibilizam estes dados publicamente, dada a sua natureza confidencial e a retenção de vantagem competitiva. Ademais, devido às inconsistências de estimativas de custos e considerações de projeto que variam entre trabalhos, sua comparação torna-se complexa.

## 5.1 Trabalhos futuros

Ao longo da escrita deste trabalho, algumas possibilidades mostraram potencial para desenvolvimento de trabalhos futuros. Sugerem-se os seguintes pontos:

- Avaliação técnico-financeira de plantas de produção de hidrogênio renovável que realizem o dimensionamento de uma Estação de Tratamento de Água (ETA) da água salina do litoral para alimentação do eletrolisador;
- Análise técnico-financeira para o estudo de caso em que o produtor de  $H_2$  não está conectado ao SIN e tem autoprodução de energia de fonte renovável;
- Cálculo do LCOH tendo como base preços de energia renovável acordados em leilões do Mercado Regulado;
- Cálculo do LCOH considerando as estimativas de preço para 2030.

## REFERÊNCIAS

- AGORA INDUSTRY E UMLAT. **Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful.** 2023. Disponível em: <[https://www.agora-energiawende.org/fileadmin/Projekte/2022/2022-12-10\\_Trans4Real/A-EW\\_301\\_LCOH\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiawende.org/fileadmin/Projekte/2022/2022-12-10_Trans4Real/A-EW_301_LCOH_WEB.pdf)>. Acesso em: 15 set. 2023.
- ANEEL. **45ª Reunião Pública Ordinária ANEEL.** 2021. Disponível em: <<https://youtu.be/rsLDQBjk0fA>>. Acesso em: 10 set. 2023.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 954: Regulamento das Usinas Híbridas e Associadas.** 2021. Disponível em: <<https://www.mayerbrown.com/-/media/files/perspectives-events/publications/2021/12/resoluo-normativa-aneel.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2023.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Relatório de Mercado - 03/11/2023.** 2023. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/03112023>>. Acesso em: 03 nov. 2023.
- BAREIß, K.; RUA, C. de la; MÖCKL, M.; HAMACHER, T. Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. **Applied Energy**, v. 237, p. 862–872, 2019.
- BRIGHAM, E. F.; HOUSTON, J. F. **Fundamentals of Financial Management.** [S. l.]: Cengage Learning, Boston, 2019. v. 12.
- CAGECE. **Estrutura Tarifária.** 2023. Disponível em: <<https://www.cagece.com.br/produtos-e-servicos/precos-e-prazos/estrutura-tarifaria/>>. Acesso em: 25 out. 2023.
- CCEE. **Manual para Certificação de Hidrogênio.** 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Manual%20para%20a%20Certifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20Hidrog%C3%AAnio%20REV1.1.docx/3b73a55e-3ed3-aeb1-8c92-e6d9c6b8a8d2>>. Acesso em: 8 set. 2023.
- CCEE. **Painel de Preços.** 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>>. Acesso em: 01 out. 2023.
- CCEE. **Registros dos certificados de hidrogênio de baixo carbono.** 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/certificadas-h2>>. Acesso em: 10 nov. 2023.
- CNN. **Ataque à Ucrânia provoca crise de energia e repique da inflação global.** 2022. Disponível em: <<https://www.cnnbrasil.com.br/economia/ataque-a-ucrania-provoca-crise-de-energia-e-repique-da-inflacao-global/>>. Acesso em: 20 nov. 2023.
- EL-SHAFIE, M. Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. **Results in Engineering**, v. 20, n. 101426, 2023.
- ENEL. **Hidrogênio.** 2023. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/hidrogenio>>. Acesso em: 15 nov. 2023.
- ENERGONX. **Water abundance or scarcity in Karst regions.** 2020. Disponível em: <<https://www.energonx.com/publications/EnergonX%201%20Water%20-%20Electrolysis%20of%20hydrogen.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2023.

**EPE. Usinas Híbridas: Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento.** 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20%28Usinas%20h%C3%ADbridas%29.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2023.

**EUROPEAN PARLIAMENT. EU rules for renewable hydrogen.** 2023. Disponível em: <[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS\\_BRI\(2023\)747085\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf)>. Acesso em: 10 set. 2023.

**FRAUNHOFER. Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottow-up Prognosis for PEM and Alkaline Electrolysis Systems.** 2021. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2023.

**GOMES, D. M. Estudo do suprimento energético e certificação de uma planta de produção de hidrogênio renovável a partir da associação de um complexo eólico e um complexo fotovoltaico.** Monografia (TCC) – Universidade Federal do Ceará, 2023.

**GREEN HYDROGEN SYSTEMS. Página inicial.** 2023. Disponível em: <<https://www.greenhydrogensystems.com/>>. Acesso em: 12 set. 2023.

**H-TEC SYSTEMS. H-TEC PEM Electrolyzer Modular Hydrogen Platform.** 2023. Disponível em: <<https://www.h-tec.com/en/products/detail/mhp-series/mhp-product/>>. Acesso em: 12 set. 2023.

**HATANAKA, K. Y.; CALIL, A. C.; KANAS, V. Hidrogênio "tipo exportação": Como as regras internacionais impactam os projetos de hidrogênio no Brasil.** 2023. Disponível em: <<https://analise.com/s/135189>>. Acesso em: 10 set. 2023.

**HYSTAR. Hystar's PEM electrolyser technology.** 2023. Disponível em: <<https://landing.hystar.com/hystar-brochure>>. Acesso em: 12 set. 2023.

**IEA. The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities.** 2019. Disponível em: <[https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)>. Acesso em: 01 out. 2023.

**IEA. Global Hydrogen Review.** 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>>. Acesso em: 01 out. 2023.

**IEA. Global Hydrogen Review 2023.** 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>>. Acesso em: 15 nov. 2023.

**INDÚSTRIA VERDE. Brasil pode ser player fundamental na produção e exportação do hidrogênio verde.** 2022. Disponível em: <<https://industriaverde.com.br/brasil-pode-ser-player-fundamental-na-producao-e-exportacao-do-hidrogenio-verde/>>. Acesso em: 15 nov. 2023.

**INVESTING. EUR/USD Dados Históricos.** 2021. Disponível em: <<https://br.investing.com/currencies/eur-usd-historical-data>>. Acesso em: 03 nov. 2023.

**IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1,5°C Climate Goal.** 2020. Disponível em: <[https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)>. Acesso em: 10 set. 2023.

IRENA. **Decarbonising End-use Sectors: Practical Insights on Green Hydrogen**. 2021. Disponível em: <[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA\\_Coalition\\_Green\\_Hydrogen\\_2021.pdf?rev=ffd96aed97c4d029b01aa3a93131e8b](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Coalition_Green_Hydrogen_2021.pdf?rev=ffd96aed97c4d029b01aa3a93131e8b)>. Acesso em: 10 set. 2023.

IRENA. **Creating a Global Hydrogen Market: Certification to Enable Trade**. 2023. Disponível em: <[https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jan/IRENA\\_Creating\\_a\\_global\\_hydrogen\\_market\\_2023.pdf?rev=cad6962f55454a46af87dec5f2e6c6e8](https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jan/IRENA_Creating_a_global_hydrogen_market_2023.pdf?rev=cad6962f55454a46af87dec5f2e6c6e8)>. Acesso em: 10 set. 2023.

JURASZ, J.; CANALES, F.; KIES, A.; GUEZGOUZ, M.; BELUCO, A. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions, solar energy. **Solar Energy**, v. 195, p. 703–724, 2020.

KHAN, M. H. A.; DAIYAN, R.; HAN, Z.; HABLUTZEL, M.; HAQUE, N.; AMAL, R.; MACGILL, I. Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in australia. **iScience**, v. 24, n. 102539, 2021.

LIMA, R. S. de. **Viabilidade econômica e financeira de projetos Fabiano**. [S. l.]: FERP, 2019. v. 1.

LOPES, F.; PEREIRA, M.; FURTADO, J. Custo de produção de hidrogênio por eletrólise: Perspectivas e desafios para o setor elétrico brasileiro. 2023.

NEL HYDROGEN. **The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers**. 2023. Disponível em: <<https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-D.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2023.

NGUYEN, T. T. **Grid-connected large-scale hydrogen production by water electrolysis**. Tese (Doutorado) – University of British Columbia, 2019.

NICITA, A.; MAGGIO, G.; SQUADRITO, A. A. A. G. Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, p. 11395–11408, 2020.

OLIVEIRA, E. M. S. de. **Análise técnico-econômica de uma usina solar fotovoltaica para produção de hidrogênio**. Monografia (TCC) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2021.

ONS. **Histórico da operação**. 2023. Disponível em: <[https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 10 set. 2023.

REMESSA ONLINE. **Qual é a taxa Selic hoje? Bacen reduz Selic a 12,25%**. 2023. Disponível em: <<https://www.remissaonline.com.br/blog/qual-e-a-taxa-selic-hoje-acompanhe-o-comportamento-da-taxa/#:~:text=O%20valor%20da%20taxa%20Selic,decis%C3%A3o%20de%20agosto%20de%202020.>>>. Acesso em: 01 nov. 2023.

REVANKAR, S. T.; BROWN, N. R.; KANE, C.; OH, S. Development of efficient flowsheet and transient modeling for nuclear heat coupled sulfur iodine cycle for hydrogen production. 5 2010. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/980725>.



RMI. **Hydrogen Reality Check: Distilling Green Hydrogen's Water Consumption**. 2023. Disponível em: <<https://rmi.org/hydrogen-reality-check-distilling-green-hydrogens-water-consumption/>>. Acesso em: 10 nov. 2023.

SHIN, H.; JANG, D.; LEE, S.; CHO, H.-S.; KIM, K.-H.; KANG, S. Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in australia. **Energy Conversion and Management**, v. 286, n. 117083, 2023.

SIEMENS ENERGY. **Silyzer 300: The next paradigm of PEM electrolysis**. 2023. Disponível em: <<https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:40d117f9-1b4f-4816-ae58-b47cf011d406/datasheet-pem-electrolyzer-17-5mw.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2023.

SILVA, I. A. da. Hidrogênio: Combustível do futuro. **Ensaio e Ciência: Ciências Biológicas, Agrárias e da Saúde**, v. 20, 2016.

STATISTA. **Projected annual inflation rate in the United States from 2010 to 2028**. 2023. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/244983/projected-inflation-rate-in-the-united-states/>>. Acesso em: 10 nov. 2023.

SUNFIRE. **SUNFIRE-HYLINK ALKALINE**. 2023. Disponível em: <<https://www.sunfire.de/en/hydrogen>>. Acesso em: 12 set. 2023.

SUNFIRE. **Sunfire receives purchase order for 100 MW pressurized alkaline electrolyzer**. Dresden: Sunfire, 2023. Disponível em: <<https://www.sunfire.de/en/news/detail/sunfire-receives-purchase-order-for-100-mw-pressurized-alkaline-electrolyzer>>. Acesso em: 12 set. 2023.

U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS. **CPI Inflation Calculator**. 2023. Disponível em: <[https://www.bls.gov/data/inflation\\_calculator.htm](https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm)>. Acesso em: 10 nov. 2023.

VINCENT, I.; BESSARABOV, D. Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 1690–1704, 2018.

VOGEL, A. I. **Química Analítica Quantitativa**. [S. l.]: Editora Mestre Jou, 1981. v. 5.

WESCHENFELDER, F. **Avaliação da complementaridade dos recursos eólico e solar baseada em dados de reanálise e cenários de mudanças climáticas**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco, 2019.

YATES, J.; DAIYAN, R.; PATTERSON, R.; EGAN, R.; AMAL, R.; HO-BAILLE, A.; CHANG, N. L. Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in australia. **Cell Reports Physical Science**, v. 1, n. 100209, 2020.